

**Universidad Carlos III de Madrid**



**Proyecto Fin de Carrera**

**Ingeniería Técnica Industrial: Electrónica Industrial**

**Departamento de Ingeniería Eléctrica**

**Aspectos normativos para la  
conexión de generación  
fotovoltaica a la red en España e  
implementación de algoritmos  
MPPT**

Alumno:

Javier Bailón Buendía

Tutor:

Ricardo Albarracín Sánchez

Leganés, 2011

Página dejada en blanco intencionadamente

# AGRADECIMIENTOS

A mi tutor del proyecto, Ricardo Albarracín Sánchez, por su dedicación, paciencia y comprensión a lo largo de la creación del mismo, y por la valiosa cooperación y buena disposición que lo caracterizó durante la realización de este trabajo, labor que sin lugar a dudas se habría dificultado sin su ayuda.

A mi familia, en especial a mis padres y mi hermana, que sin ellos no hubiera tenido la oportunidad de estudiar esta carrera.

A la amistad brindada por mis compañeros de Universidad, Marco, Rubén y Juan Carlos, en quienes encontré a grandes amigos.

Y finalmente a María por su apoyo y comprensión durante el tiempo que he estado desarrollando este proyecto.

Página dejada en blanco intencionadamente

# ÍNDICE

<b>I. LISTA DE TABLAS.....</b>	<b>7</b>
<b>II. LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>8</b>
<b>III. NOMENCLATURA.....</b>	<b>10</b>
<b>1. Introducción.....</b>	<b>12</b>
1.1. Estado actual de la generación fotovoltaica en España.....	12
1.2. Objetivos del trabajo.....	14
1.3. Estructura del documento .....	15
<b>2. Sistema PV conectado a la red eléctrica .....</b>	<b>16</b>
2.1. Módulos PV y sus curvas características .....	17
2.1.1. Curvas características de los paneles PV .....	20
2.1.2. Resumen de entradas y salidas eléctricas de un panel PV .....	24
2.1.3. Resumen de características técnicas de los paneles PV .....	25
2.2. Tipos de configuraciones de convertidores .....	26
2.2.1. Estudio comparativo .....	28
<b>3. Requisitos de conexión a la red de la generación PV .....</b>	<b>32</b>
3.1. Normativa aplicable a la generación PV en España .....	32
3.1.1. RD 1565/2010.....	35
3.1.2. Requisitos de conexión de la generación PV establecidos en el P.O.12.3.....	36
3.1.2.1 Faltas equilibradas (trifásicas) .....	36
3.1.2.2 Faltas desequilibradas (monofásicas y bifásicas).....	37
3.1.3. Requisitos de conexión de la generación PV establecidos en el P.O.12.2.....	38
3.1.3.1 Respuesta frente a perturbaciones en la tensión .....	38
3.1.3.1.1 Faltas equilibradas (trifásicas) .....	38
3.1.3.1.2 Faltas desequilibradas (monofásicas y bifásicas) .....	39
3.1.3.2 Respuesta frente a perturbaciones en la frecuencia .....	39
3.1.3.3 Requisitos de control para el régimen permanente .....	39
3.1.3.4 Perspectivas a futuro de los requisitos técnicos.....	40
3.2. La GD. Requisitos de conexión de la GD establecidos en el IEEE 1547 .....	41
3.2.1. ¿Qué se considera GD?.....	41
3.2.1.1 Turbinas de gas .....	43
3.2.1.2 Micro-turbinas de gas .....	44
3.2.1.3 Ciclos combinados .....	44
3.2.1.4 Motores alternativos o de combustión interna .....	45
3.2.1.5 Eólica .....	46
3.2.1.6 Energía solar .....	47
3.2.1.7 Pilas de combustible .....	51
3.2.2. Estándar IEEE 1547 .....	53
3.2.2.1 Regulación de tensión en el nodo de conexión .....	53
3.2.2.2 Tensión en la red en estado de operación normal .....	54
3.2.2.3 Variaciones de tensión en la red debidas a conexión/desconexión del generador.....	54
3.2.2.4 Funcionamiento en isla no intencionado.....	54
3.2.2.5 Comportamiento del generador frente a faltas en la red de distribución.....	55
3.2.2.6 Comportamiento del generador frente a reconexiones en la red de distribución.....	55

<b>4. Impactos de la generación PV en la red .....</b>	<b>56</b>
4.1. Impactos de la GD en la red .....	56
4.1.1. Impactos de la GD en el diseño y planificación. Inversiones en la red .....	56
4.1.2. Impactos de la GD en las pérdidas.....	57
4.1.2.1 Ubicación de la GD en la red de distribución y la topología de la red .....	57
4.1.2.2 Grado de penetración en la red.....	57
4.1.2.3 Perfil de la demanda y de la producción de la generación .....	58
4.1.3. Impactos de la GD en la calidad del servicio.....	60
4.1.3.1 Calidad de producto.....	60
4.1.3.2 Continuidad de suministro.....	62
4.1.4. Impactos de la GD en la seguridad del personal de mantenimiento.....	64
4.1.4.1 Cinco reglas de oro .....	62
4.2. Impactos de la generación PV en la red .....	66
4.2.1. Fluctuaciones de tensión, huecos de tensión, intervalos de sobretensiones e interrupciones .....	66
4.2.2. Armónicos.....	66
4.2.3. Flicker.....	67
4.2.4. Inyección de CC.....	67
4.2.5. Conclusiones .....	68
<b>5. Seguidor del punto de máxima potencia en paneles PV (MPPT).....</b>	<b>69</b>
5.1. Convertidor CC/CC elevador .....	70
5.1.1. Análisis del convertidor en MCC.....	72
5.1.1.1 Tensión en la bobina.....	72
5.1.1.2 Corriente en la bobina .....	72
5.1.1.3 Corriente en el interruptor .....	73
5.1.1.4 Corriente por el diodo.....	73
5.1.1.5 Corriente por el condensador.....	73
5.1.2. Formas de onda del convertidor CC/CC elevador en MCC .....	74
5.1.3. Conclusiones del análisis del convertidor CC/CC elevador .....	75
5.2. Concepto y tipos de MPPT .....	75
5.2.1. Comparativa: Perturbación y Observación/Ganancia Incremental .....	77
5.2.1.1 MPPT de P&O.....	79
5.2.1.2 MPPT de Conductancia Incremental (INC).....	81
5.2.1.3 MPPT P&O con Control Adaptativo .....	83
5.2.2. Elección del algoritmo .....	85
<b>6. Simulaciones y Resultados .....</b>	<b>86</b>
6.1. Curvas I-U y P-U del panel PV.....	86
6.2. Funcionamiento del MPPT P&O con Control Adaptativo.....	90
<b>7. Conclusiones .....</b>	<b>92</b>
<b>8. Trabajos futuros .....</b>	<b>94</b>
<b>9. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>96</b>

**Anexos**

1. Módulo PV BP SX 150S.....	97
2. Nomenclatura para los códigos implementados en Matlab.....	101
3. Código programado en Matlab. Función para calcular corriente del Panel PV.....	102
4. Código programado en Matlab. Curvas del módulo PV BP SX 150S.....	103
5. Código programado en Matlab. P&O con Control Adaptativo.....	104
6. Código programado en Matlab. P&O Control Adaptativo con variación de T y G durante la ejecución del programa.....	106
7. Presupuesto.....	108
8. Presupuesto de instalación PV de 2,5 MW.....	109

**I. Lista de tablas**

<i>Tabla 2 1. Rendimientos y aplicaciones células PV.....</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 2 2. Entradas y salidas eléctricas de panel PV.....</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 2 3. Parámetros característicos de los paneles PV.....</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 3 1. Normativa general generación PV en España.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabla 3 2. Normativa administrativa generación PV.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabla 3 3. Perturbaciones en la frecuencia.....</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 3 4. Características y propiedades de las turbinas de gas.....</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 3 5. Características y propiedades de las micro-turbinas.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 3 6. Características y propiedades de los ciclos combinados.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 3 7. Características y propiedades de los motores alternativos.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla 3 8. Características y propiedades de los sistema eólicos.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 3 9. Características y propiedades de la energía PV.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 3 10. Características y propiedades energía solar térmica.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 3 11. Características y propiedades de pila combustible.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 4 1. Perturbaciones de la onda de tensión [13].....</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 5 1. Comparativa de los distintos métodos MPPT.....</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 5 2. Tabla comparativa de las técnicas avanzadas de MPPT.....</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 5 3. Ventajas e inconvenientes P&amp;O frente INC.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 5 4. Resumen de las variaciones del MPPT P&amp;O.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 5 5. Funcionamiento del Control Adaptativo.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 5 6. Resultados simulaciones P&amp;O/INC/P&amp;O Control Adaptativo.....</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 6 1. Características módulo PV BP SX 150S.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 6 2. Tabla variaciones <math>T_p, G, U, P, I</math>.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 9 1. Presupuesto del proyecto realizado.....</i>	<i>109</i>



## II. Lista de figuras

Fig. 1.1. Evolución de la prima PV por tipología [1].....	13
Fig. 1.2. Evolución de la Potencia PV instalada por tipología [1] .....	13
Fig. 2.1. Sistema PV conectado a la red eléctrica [2].....	16
Fig. 2.2. Esquema funcionamiento célula PV silicio amorfo [3].....	17
Fig. 2.3. Panel PV de silicio poli-cristalino [4] .....	18
Fig. 2.4. Funcionamiento célula PV mono-cristalina [3] .....	19
Fig. 2.5. Circuito equivalente de una célula PV [6] .....	21
Fig. 2.6. Curvas características de la célula PV. Verde ( $I_{cel}-U_{cel}$ ). Azul ( $P_{cel}-U_{cel}$ ) [6].....	21
Fig. 2.7. Explicación curva I-U de panel PV.....	22
Fig. 2.8. Tipos de conexiones en células PV: 1) Serie; 2) Paralelo; 3) Mixta.....	24
Fig. 2.9. Esquema configuración convertidor CC/CC-inversor .....	26
Fig. 2.10. Esquema configuración múltiples convertidores CC/CC-inversor .....	26
Fig. 2.11. Esquema configuración inversor.....	27
Fig. 2.12. Esquema configuración con múltiples inversores .....	27
Fig. 2.13. Esquema Sistema PV con diodos en bypass .....	29
Fig. 2.14. Curvas P-U bajo condiciones de sombra .....	30
Fig. 3.1. Modificación del RD 1565/2010 respecto a energía reactiva [1].....	35
Fig. 3.2. Curva del «hueco de tensión» en el punto de conexión a red que debe ser soportado por la instalación .....	36
Fig. 3.3. Área de funcionamiento admisible durante los periodos de faltas y de recuperación de la misma .....	37
Fig. 3.4. Perturbación de tensión que debe soportar la instalación .....	38
Fig. 3.5. Sistema Eléctrico T&D .....	41
Fig. 3.6. Sistema Eléctrico con GD .....	42
Fig. 3.7. Flujo-grama de un sistema eléctrico donde incide los Sistemas GD .....	42
Fig. 3.8. Esquema de funcionamiento de un turbina de gas [13] .....	43
Fig. 3.9. Aerogenerador G128 .....	46
Fig. 3.10. Sistema aislado de red en Ruanda.....	48
Fig. 3.11. Esquema sistema aislado integrado en una casa .....	48
Fig. 3.12. Central solar Olmedilla de Alarcón [18] .....	49
Fig. 3.13. Sistema cilíndrico-parabólico.....	49
Fig. 3.14. Esquema central solar con helióstatos .....	50
Fig. 3.15. Disco parabólico.....	50
Fig. 3.16. Esquema funcionamiento pila de combustible [13].....	51
Fig. 4.1. Curva tipo “U” de pérdidas frente a penetración de la GD [13].....	58
Fig. 4.2. Curvas Tipo “U”. Pérdidas en función de la penetración según la tecnología [13].....	59
Fig. 4.3. Perturbaciones de la calidad del producto [13] .....	61
Fig. 4.4. Esquema de futuro sistema con redes activas [13].....	63
Fig. 4.5. Cinco reglas de oro [13] .....	65
Fig. 4.6. Potencia generada e índice de Flicker [23] .....	67
Fig. 5.1. Esquema Convertidor CC/CC con MPPT.....	69
Fig. 5.2. Esquema eléctrico de convertidor CC/CC elevador .....	70
Fig. 5.3. Funcionamiento convertidor CC/CC en MCC .....	71
Fig. 5.4. Funcionamiento del convertidor CC/CC en MCD.....	71
Fig. 5.5. Formas de ondas de los elementos del convertidor CC/CC elevador en MCC.....	74
Fig. 5.6. Curva característica P-U [25] .....	79
Fig. 5.7. Flujo-grama MPPT P&O [26].....	80
Fig. 5.8. Pendientes de la curva P-U [26] .....	81
Fig. 5.9. Flujo-grama MPPT Conductancia Incremental (INC) [25].....	82

<i>Fig. 5.10. Flujo-grama MPPT P&amp;O con Control Adaptativo [27].....</i>	<i>84</i>
<i>Fig. 6.1. Curvas I-U, <math>G=1000 \text{ W/m}^2</math> .....</i>	<i>87</i>
<i>Fig. 6.2. Curvas P-U, <math>G=1000 \text{ W/m}^2</math> .....</i>	<i>87</i>
<i>Fig. 6.3. Curvas I-U, <math>T_p=25 \text{ }^\circ\text{C}</math> .....</i>	<i>88</i>
<i>Fig. 6.4. Curvas P-U, <math>T_p=25 \text{ }^\circ\text{C}</math> .....</i>	<i>88</i>
<i>Fig. 6.5. Curva I-U con <math>I_{max}</math> y <math>U_{max}</math> obtenidas por el MPPT.....</i>	<i>90</i>
<i>Fig. 6.6. Curva P-U con la <math>P_{max}</math> y la <math>U_{max}</math> obtenidas por el MPPT.....</i>	<i>90</i>
<i>Fig. 6.7. Curva I-U con cambio en condiciones atmosféricas.....</i>	<i>91</i>
<i>Fig. 6.8. Curva P-U con cambio en condiciones atmosféricas.....</i>	<i>91</i>

## III. Nomenclatura

Magnitud; elemento	Definición	Unidades
A	Superficie de la célula PV	$m^2$
AT	Alta tensión	
BT	Baja tensión	
$a_i$	Coeficiente de idealidad	[ ]
C	Término genérico para el condensador	F
CA	Corriente Alterna	A
CC	Corriente Continua	A
$D_c$	Diodo del convertidor CC/CC elevador	
DMS	Distribution Management System	
DSO	Distribution System Operator	
d	Ciclo de trabajo del Convertidor CC/CC	%
PV	Photovoltaic, en español fotovoltaico/a	
G	Radiación incidente sobre la célula PV	$W/m^2$
GD	Generación Distribuida	
I	Término genérico para la corriente	A
$I_c$	Corriente por el condensador del convertidor CC/CC elevador	A
$I_{cc}$	Corriente lado de continua	A
$I_{cel}$	Corriente de la célula PV real	A
$I_{cel,ideal}$	Corriente de la célula PV ideal	A
$I_D$	Corriente por el diodo de la célula PV	A
$I_{DC}$	Corriente por el diodo del convertidor CC/CC elevador	A
$I_f$	Corriente foto-generada por la célula PV	A
$I_{FV}$	Corriente procedente del sistema PV	A
$I_i$	Corriente de cada una de las células PV conectadas en serie y/o paralelo en panel PV	A
$I_{int}$	Corriente por el interruptor del convertidor CC/CC elevador	A
$I_{LC}$	Corriente en la bobina del convertidor CC/CC elevador	A
$I_{LC(max)}$	Corriente máxima en la bobina del convertidor CC/CC elevador	A
$I_{LC(min)}$	Corriente mínima en la bobina del convertidor CC/CC elevador	A
$\bar{I}_{LC}$	Corriente media en la bobina del convertidor CC/CC elevador	A
$I_{mpp}$	Corriente en el punto de máxima potencia ("maximum power point")	A
Int	Interruptor del convertidor CC/CC elevador	
$I_0$	Corriente de saturación	A
$I_{sc}$	Corriente de cortocircuito ("short circuit").	A
$I_T$	Corriente total de células PV conectadas en serie y/o paralelo en panel PV	A
K	Constante de Boltzmann ( $1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K)	J/K
$K_I$	Coeficiente de temperatura de corriente $I_f$	$\%/^{\circ}C$
$K_v$	Coeficiente de temperatura de tensión $U_{oc}$	$\%/^{\circ}C$
$L_c$	Inductancia del convertidor CC/CC elevador	H
LC	Load Controller	
MC	Microsource Controller	
MCC	Modo de conducción continuo en convertidor CC/CC elevador	
MCD	Modo de conducción discontinuo en convertidor CC/CC elevador	
MGCC	Micro Grid Central Controller	

$MPP$	Punto de máxima potencia (“ <u>M</u> aximum <u>P</u> ower <u>P</u> oint”)	$W$
$MPPT$	Seguidor del punto de máxima potencia (“ <u>M</u> aximum <u>P</u> ower <u>P</u> oint <u>T</u> racking”)	$W$
$MT$	Media tensión	
$N_s$	Número de células PV en serie	$[]$
$N_p$	Número de células PV en paralelo	$[]$
$N_{ps}$	Número de paneles PV en serie dentro de una cadena	$[]$
$P$	Término genérico para la potencia	$W$
$P_{CC}$	Potencia de salida del convertidor CC/CC elevador	$W$
$P_{cel}$	Potencia célula PV real	$W$
$P_{m\acute{a}x}$	Potencia eléctrica máxima del módulo PV. Catálogo	$W$
$P_{PV}$	Potencia procedente del campo PV	$W$
$q$	Carga del electrón ( $1,602 \cdot 10^{-19}$ C)	$C$
$R$	Término genérico para la resistencia	$\Omega$
$RD$	Real decreto	
$R_p$	Resistencia de pérdidas (“ <u>s</u> hunt <u>r</u> esistance”)	$\Omega$
$R_s$	Resistencia serie	$\Omega$
$c-Si$	Células PV mono-cristalinas	
$mc-Si$	Células PV poli-cristalinas	
$a-Si$	Células PV amorfas	
$T$	Periodo de conmutación del convertidor CC/CC elevador	$s$
$T_c$	Temperatura sobre la célula PV	$K$
$T_n$	Temperatura en condiciones estándar de medida. $25\text{ }^{\circ}\text{C} = 298\text{K}$	$K$
$T_p$	Temperatura sobre el panel PV	$K$
$T_{p-n}$	Temperatura de la unión p-n	$K$
$t_{ON}$	Intervalo de conducción del interruptor en el convertidor CC/CC elevador	$s$
$t_{OFF}$	Intervalo de no conducción del interruptor en el convertidor CC/CC elevador	$s$
$U$	Término genérico para la tensión	$V$
$U_{cc}$	Tensión lado de continua	$V$
$U_{cel}$	Tensión proporcionada por la célula PV real	$V$
$U_{oc}$	Tensión en circuito abierto (“ <u>o</u> pen <u>c</u> ircuit”) de referencia ofrecida por el fabricante del módulo PV	$V$
$U_{FV}$	Tensión procedente del sistema PV	$V$
$U_i$	Tensión de cada una de las células PV conectadas en serie y/o paralelo en panel PV	$V$
$U_{LC}$	Tensión en la bobina del convertidor CC/CC elevador	$V$
$\overline{U_{LC}}$	Valor medio de la tensión en la bobina del convertidor CC/CC elevador	$V$
$U_{mpp}$	Tensión en el MPP	$V$
$U_{oc}$	Tensión en circuito abierto (“ <u>o</u> pen <u>c</u> ircuit”)	$V$
$U_{Rp}$	Tensión que cae en la resistencia en paralelo de la célula	$V$
$U_{ref}$	Tensión de referencia del control del convertidor CC/CC o CC/CA	$V$
$U_t$	Tensión de las células PV conectadas en serie	$V$
$U_T$	Tensión total de células PV conectadas en serie y/o paralelo en panel PV	$V$
$X_L$	Reactancia de la parte de alterna del convertidor CC/CA	$\Omega$
$\eta$	Rendimiento del módulo PV	$[]$
$\alpha$	Coeficiente de temperatura de corriente $I_{sc}$	$\%/^{\circ}\text{C}$
$\beta$	Coeficiente de temperatura de $U_{oc}$	$\%/^{\circ}\text{C}$
$\gamma$	Coeficiente de temperatura de $P$	$\%/^{\circ}\text{C}$

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1. Estado actual de la generación fotovoltaica en España

Dentro del plan de Energías Renovables 2005-2010 se plantearon una serie de objetivos tendentes a fomentar la potencia instalada en España de producción eléctrica mediante energías renovables, así como la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera en cumplimiento de los compromisos adoptados en el Protocolo de Kioto firmado por España. En el marco de este plan de fomento de las energías renovables se publica el Real Decreto (RD) 661/2007, de 25 de mayo, en el que se definen cuáles son las tecnologías que se consideran como “energías renovables o limpias”, su régimen de autorización y la retribución que reciben.

Una de las tecnologías consideradas como de régimen especial y que más se fomentaron dentro del RD 661/2007 fue la solar fotovoltaica (PV), la cual recibió una generosa “tarifa regulada” (precio por el cual se paga la electricidad producida mediante ciertas tecnologías basadas en energías consideradas como limpias por el ordenamiento).

Esta generosa retribución concedida por el RD 661/2007, la cual sustituyó a la antigua normativa de 2004 sobre la materia (RD 436/2004, de 12 de marzo), provocó un auge espectacular en construcción de instalaciones PV, llegando en pocos meses desde su promulgación a los 371 MW de potencia instalada que preveía como cupo para esta tecnología el RD 661/2007 en su artículo 37. Este rápido y, en ocasiones, descontrolado crecimiento, fue el principal motivo para la promulgación del RD 1578/2008, de 26 de septiembre, exclusivamente destinado a regular un nuevo régimen retributivo para la tecnología solar PV, sobre todo mediante la reducción del precio fijado para la venta de electricidad al sistema y estableciendo un nuevo sistema de objetivos de potencia instalada en el territorio nacional más flexible que el existente en el RD 661/2007 para este tipo de energía.

En la primitiva regulación del RD 661/2007 se establecía una tarifa regulada para un tipo de tecnología distinguiéndose instalaciones en cuanto a potencia instalada. Sin embargo, el sistema fijado por el RD 1578/2008, vigente en la actualidad, rompe con lo anterior y establece un sistema mucho más flexible, controlable, coherente y con una retribución más ajustada, destacando por la distinción de dos tipos de instalaciones PV:

-Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario. O bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombra, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana. Éstas a su vez se subdividen en dos: Tipo I.1. Potencia menor a 20 kW (retribución de 34 cent € kW/h); Tipo I.2. Potencia superior a 20 kW (retribución de 32 cent € kW/h).

-Tipo II. Instalaciones PV que no estén incluidas en el tipo I (retribución 32 cent€ kW/h).

En los valores de retribución indicados anteriormente, correspondientes a la primera convocatoria, se establece una notable reducción de casi 15 cent € respecto a la retribución del RD 661/2007. Estos valores se van revisando y ajustando, siendo los valores de la tarifa regulada de una convocatoria “n” función de la potencia instalada en la convocatoria “n-1”.

En la siguiente figura se presenta la evolución de las primas de la generación PV en las nueve primeras convocatorias desde la aprobación del RD 1578/2008:



Fig. 1.1. Evolución de la prima PV por tipología [1]

Tal y como se muestra en la gráfica anterior, hasta el momento han finalizado las nueve primeras convocatorias con una reducción de la tarifa acumulada de: Tipo II:-57,9%; Tipo I.2:-36,3%; Tipo I.1:-15,1% [1].

En la siguiente figura se presenta la evolución de la potencia instalada en España inscrita al RD 1578/2008:

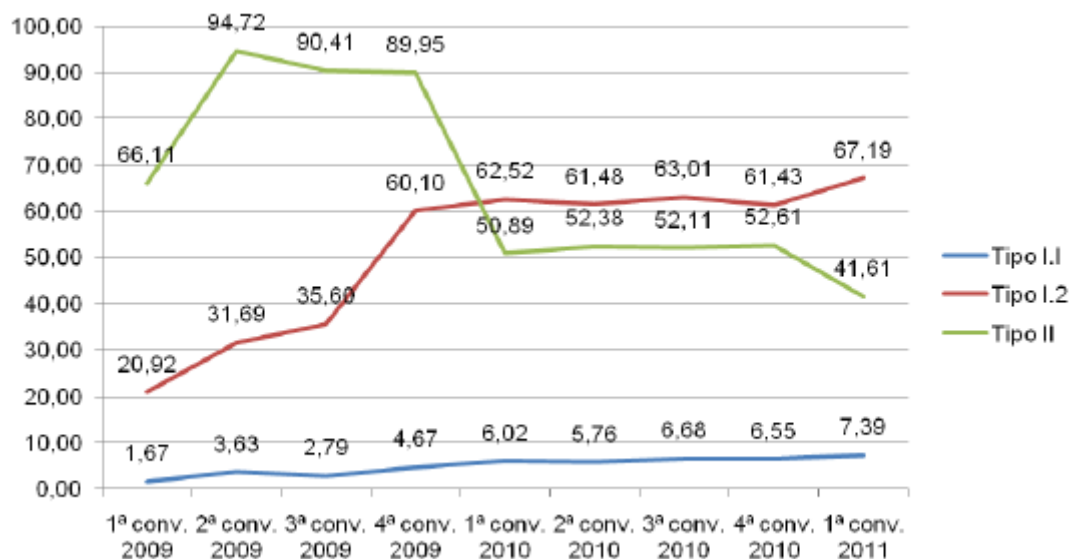


Fig. 1.2. Evolución de la Potencia PV instalada por tipología [1]

Durante las nueve convocatorias resueltas se ha inscrito la siguiente potencia: Tipo II: 591MW; Tipo I.2: 564MW; Tipo I.1: 45MW; Total: 1200MW [1].

Según queda reflejado en la figura anterior, el mercado PV español se estabilizó durante el año 2009 reduciendo el número de instalaciones realizadas. El RD 1578/2008, que supuso una importante reducción de las primas al sector, puso fin a varios años de crecimientos espectaculares en los que España se convirtió en uno de los países referentes en energía solar.

Hoy en día, a pesar de la situación complicada que atraviesa el sector debido a la disminución de las primas, la nueva realidad del mercado ha permitido que los costes de las instalaciones hayan disminuido considerablemente gracias al desarrollo tecnológico, hecho que ha equilibrado en parte las bajadas de retribución.

## 1.2. Objetivos del trabajo

En los últimos años, el gran despliegue que la energía PV en España experimentó hasta el 2008, se ha visto frenado por la nueva normativa económica de reducción de primas establecida en el RD 1578/2008, tal y como se ha indicado en el apartado anterior. En esta situación de inestabilidad del sector, cobra especial importancia la reducción de costes y el aumento del rendimiento de las instalaciones PV, aspectos que van muy unidos a los avances tecnológicos.

Enmarcados en este contexto, en el presente proyecto fin de carrera se va a realizar un estudio de las instalaciones PV desde un punto de vista normativo y de aprovechamiento del recurso solar. En primer lugar, se analiza el generador PV para comprender su funcionamiento a partir de las ecuaciones que describen su comportamiento. A continuación, se revisan las distintas configuraciones de inversores que transforman la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA) para comprender cuál es la más indicada en cada caso. Una vez estudiadas estas dos partes fundamentales del sistema PV, el último paso es su conexión a la red eléctrica. Dicho acoplamiento genera una serie de impactos en la red, y por ello se han establecido una serie de requisitos de conexión que son de obligado cumplimiento. Dichos impactos y requisitos técnicos también serán objeto de estudio de este documento.

Otro de los objetivos fundamentales de este trabajo consiste en realizar un análisis minucioso de los distintos tipos de Seguidores del Punto de Máxima Potencia (MPPT) debido a la importancia que tiene en el panorama actual aumentar al máximo el rendimiento de los sistemas PV. Tras comparar los principales algoritmos existentes se implementará un MPPT.

Para poder realizar todo este estudio, se utilizará el programa de simulación Matlab, con el que se realizarán una serie de simulaciones para obtener las curvas características de los generadores PV y comprobar el funcionamiento del MPPT implementado.

Además, en la última parte del documento, se presentará un presupuesto de una instalación PV con el que quedará patente lo importante que es aumentar el rendimiento de la planta ante la gran inversión inicial que suponen.

### 1.3. Estructura del documento

El presente documento se estructura según sigue:

En el capítulo 1 se hace una introducción al estado actual de la generación PV desde el punto de vista de las retribuciones que recibe tras el cambio de normativa.

En el capítulo 2 se estudian los principales elementos de un sistema PV conectado a la red, explicando los distintos tipos de módulos PV existentes en la actualidad, describiendo su funcionamiento y analizando sus curvas características. Además, se presentan los distintos tipos de configuraciones de convertidores para la conexión de los módulos PV a la red realizando un estudio comparativo.

En el capítulo 3 se exponen los requisitos de conexión a la red de la generación PV, haciendo un repaso tanto de la normativa vigente, como del Procedimiento de Operación P.O.12.2, que a pesar de ser de obligado cumplimiento a partir del 1 de enero de 2011, se ha establecido un periodo de transición para que las instalaciones existentes se adapten a él.

En el capítulo 4 se analizan los impactos que ocasiona la Generación Distribuida (GD) en la red, concluyendo el apartado con los impactos que genera la generación PV en concreto.

En el capítulo 5, se ha realizado un estudio comparativo de los distintos tipos de MPPT presentes en el arte actual para mejorar el rendimiento de los generadores PV, eligiendo el más eficiente para ser implementado en Matlab.

En el capítulo 6, se presentan las simulaciones y resultados obtenidos.

Para finalizar, en el capítulo 7 se indican las principales conclusiones y en el capítulo 8 los trabajos futuros a realizar.



## 2. SISTEMA PV CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA

Un sistema PV conectado a la red eléctrica está formado básicamente por los siguientes componentes:

- **Generador PV**

El generador PV o campo de paneles PV capta la radiación solar y la transforma en energía eléctrica en forma de CC, que en lugar de ser almacenada en baterías, como en los sistemas aislados e híbridos, se entrega a la red eléctrica de transporte o distribución.

- **Etapas inversora**

En la etapa inversora se convierte la CC que llega la entrada procedente del generador PV en CA a la salida.

Tal y como se estudiará en el apartado 2.2, esta etapa inversora puede tener distintas configuraciones.

- **Red eléctrica**

El sistema PV se tiene que conectar a la red eléctrica, lo cual conlleva una serie de impactos en la misma que se estudiarán a lo largo de este documento, y por lo que se han establecido una serie de requisitos que las instalaciones PV deben cumplir para su conexión.

En la Fig. 2.1 se muestra un esquema de un sistema PV conectado a red.

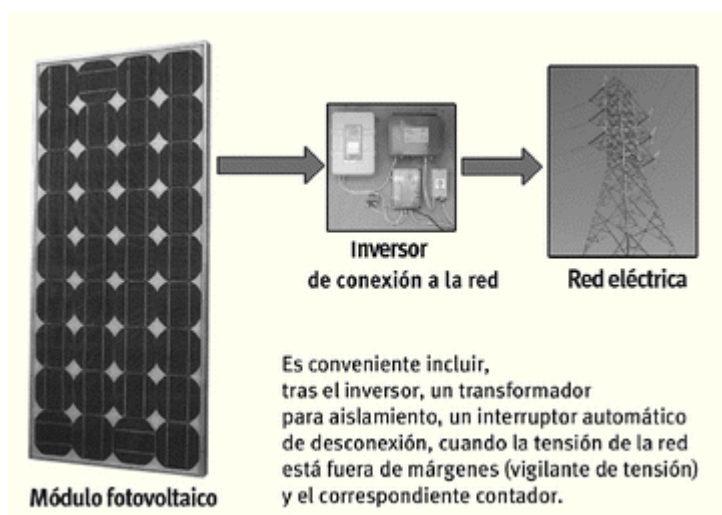


Fig. 2.1. Sistema PV conectado a la red eléctrica [2]

En este capítulo se analizarán las principales partes de un sistema PV conectado a red: los módulos PV y la etapa inversora con los distintos tipos de configuraciones existentes.

## 2.1. Módulos PV y sus curvas características

Un módulo o panel PV es un dispositivo electrónico que se encarga de transformar la energía solar en energía eléctrica. Está formado por una agrupación de celdas fotoeléctricas generalmente de silicio, que absorben fotones de luz y emiten electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es la corriente eléctrica.

En la actualidad se comercian tres tipos de módulos PV, según su composición:

- Células de Silicio Amorfo
- Células mono-cristalinas
- Células poli-cristalinas

Las **células de silicio amorfo** son de capa delgada y presentan un alto grado de desorden molecular. Se caracterizan principalmente por una reducción de costes y unos menores requerimientos de producción energética. Una de las principales ventajas de este tipo de tecnología es que pueden fabricarse no solo células sino módulos en un proceso continuo. Son células que funcionan óptimamente bajo luz artificial por lo que se emplea en aplicaciones simples como baterías de calculadoras. Su color suele marrón.

El proceso de producción parte de un cristal, como sustrato transparente de bajo coste y resistente al agua, sobre el que se deposita una fina capa de óxido de alta conductividad óptica. Se añade una capa altamente dopada de tipo “p”, una capa sin dopar de material semiconductor y una capa altamente dopada de tipo “n”. Finalmente una capa de contacto metálico.

Su rendimiento en laboratorio suele rondar el 13%, pero este valor disminuye al entrar en proceso de fabricación situándose entre el 6% y el 8%, por lo que no se usa en grandes instalaciones ya que la eficiencia mínima para ser comercialmente competitivas se sitúa en un 10%.

En la Fig. 2.2 se muestra como está constituida una célula de silicio amorfo.

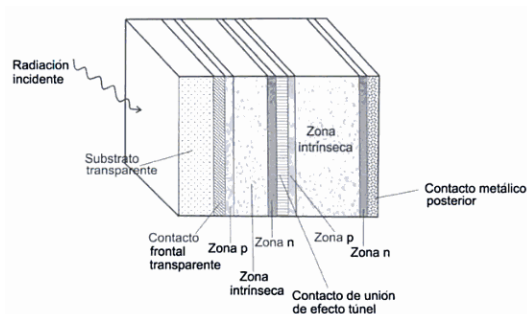


Fig. 2.2. Esquema funcionamiento célula PV silicio amorfo [3]

Las **células de silicio poli-cristalino** se obtienen a partir de Silicio fundido controlando su temperatura de enfriamiento. Esto permite que la solidificación se efectúe en forma de prisma de sección cuadrada. A partir de este prisma se obtienen las obleas también con forma cuadrada, con la ventaja de poder conseguir módulos PV con una superficie activa mayor que con las obleas circulares del silicio mono-cristalino. La falta de un patrón inicial durante la solidificación hace que los cristales se formen individualmente en los átomos de silicio, dando lugar a una multitud de “granos” de diferentes formas y tamaños. La mayor imperfección de este tipo de células son las fronteras entre estos granos.

Si la orientación de los granos es arbitraria las cargas eléctricas deberán atravesar multitud de fronteras entre granos, que se caracterizan por tener una elevada concentración de defectos, pudiendo en este trayecto recombinarse y perderse. Esto conlleva grandes pérdidas de tensión y de potencia.

Ahora bien, la probabilidad de que las cargas deban atravesar muchos granos y sus fronteras disminuye si estos se colocan en columna ocupando la mayor área posible, siendo ésta la manera más usual de construir células poli-cristalinas.

El rendimiento típico de este tipo de células ronda el 12-14%.

En la ilustración que aparece en la Fig. 2.3 se aprecia el aspecto de un panel PV de silicio poli-cristalino.



Fig. 2.3. Panel PV de silicio poli-cristalino [4]

Las **células de silicio mono-cristalino** presentan una estructura molecular completamente ordenada con un comportamiento uniforme que le dota de características de buen conductor. Su fabricación es difícil, obteniéndose a partir de elevar la pureza del silicio hasta un 99.9999%. Este silicio puro, de grado electrónico, se mezcla o dopa con impurezas de boro formando una masa a elevada temperatura. A partir de este patrón de silicio mono-cristalino los átomos de silicio se van adaptando a esta ordenación y según se va solidificando el material se va cristalizando. Se obtiene en obleas circulares teniéndose que emplear muchas células para conseguir una superficie de acción grande.

La célula mono-cristalina posee un alto efecto reflectante, cercano al 35%, por ello es necesario aplicar métodos anti-reflectantes al cristal y así mejorar su absorción de luz. El método actual más empleado consiste en realizar texturas en la superficie mediante decapado químico, produciendo en la célula una estructura de micro-pirámides que obliga a la radiación solar a realizar como mínimo dos reflexiones en la placa antes de abandonar la superficie, aplicando esta técnica se puede disminuir la reflexión del cristal hasta un 2% aumentando su eficiencia y rendimiento.

Su rendimiento es algo más elevado, en torno a un 14-16%, que junto a su menor coste le hace ser uno de los tipos de placas más extendido y utilizado en la actualidad.

A continuación, se muestra un esquema en la Fig. 2.4 del funcionamiento de las células mono-cristalinas.

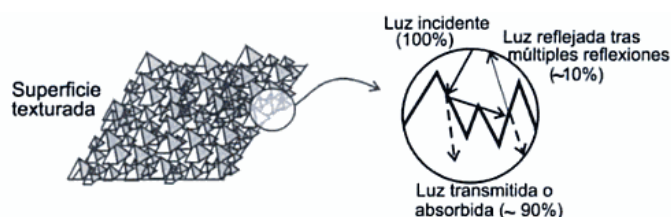


Fig. 2.4. Funcionamiento célula PV mono-cristalina [3]

En la siguiente tabla, y tal y como se recoge en el libro [3], aparecen resumidas las aplicaciones de los distintos tipos de células con sus correspondientes rendimientos.

Tabla 2 1. Rendimientos y aplicaciones células PV

Tipo	$\eta_{teórica}$ (%)	$\eta_{laboratorio}$ (%)	$\eta_{industria}$ (%)	Aplicación
c-Si	27,0	24,7	14,0-16,0	Módulos de grandes dimensiones para tejados y fachadas, aparatos de media potencia, satélites.
mc-Si	27,0	19,8	12,0-14,0	Módulos de grandes dimensiones para tejados y fachadas, generadores de todos los tamaños.
a-Si	25,0	13,0	6,0-8,0	Aparatos de media potencia, producción de energía a pequeña escala (calculadoras...) módulos de grandes dimensiones integrados en edificios.

### 2.1.1. Curvas características de los paneles PV

Una vez estudiados los distintos tipos de paneles PV, en este apartado se analiza más en profundidad su funcionamiento. Para ello, es necesario conocer las expresiones matemáticas que describen el comportamiento de las células PV que los constituyen.

La corriente generada por una célula PV ideal ( $I_{cel,ideal}$ ), según se puede apreciar en la Fig. 2.5, es la siguiente [5]:

$$I_{cel,ideal} = I_f - I_D \quad (2.1)$$

La corriente foto-generada  $I_f$  depende tanto de la temperatura ( $T_c$  [ $^{\circ}\text{C}$ ]) como de la radiación ( $G$  [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]) incidentes sobre la célula PV.

La corriente por el diodo  $I_D$  la definimos en la ecuación (2.2) [5]:

$$I_D = I_0 \cdot \left( e^{\frac{qU_{cel}}{a_i K T_{p-n}}} - 1 \right) \quad (2.2)$$

Donde:  $q$ = carga del electrón ( $1.602 \times 10^{-19}$  C).

$U_{cel}$ = tensión en la célula PV.

$a_i$ = constante de idealidad ( $1 \leq a_i \leq 1.5$ ).

$K$ = constante de Boltzmann ( $1.381 \times 10^{-23}$  J/K).

$T_{p-n}$ = temperatura de la unión p-n de la célula PV.

$I_0$ = corriente de saturación que se rige según la fórmula (2.3) [5]:

$$I_0 = \frac{I_f + K_I(T_c - T_n)}{\left( e^{\frac{U_{oc} + K_V(T_c - T_n)}{a_i U_t}} - 1 \right)} \quad (2.3)$$

Donde:  $K_I$ = coeficiente de temperatura de corriente  $I_f$ .

$K_V$ = coeficiente de temperatura de tensión  $U_{oc}$ .

$T_c$ = temperatura sobre la célula PV.

$T_n$ = temperatura en condiciones estándar ( $25^{\circ}\text{C}=298\text{K}$ ).

$U_{oc}$ = tensión en circuito abierto ("open circuit").

$U_t$ = tensión de las células conectadas en serie.

Todas estas características de las células PV ideales se ven modificadas por la existencia de dos resistencias:

- $R_s$ : Resistencia interna de la célula debida a la malla de metalización, a la resistencia de los contactos y a la resistencia propia del conductor.
- $R_p$ : Resistencia que tiene su origen en las imperfecciones de la unión PN que constituye la célula y es la responsable de permitir las fugas de corriente.

Teniendo en cuenta estas dos resistencias la ecuación característica de las células PV reales que define su curva I-U queda de la siguiente manera [5]:

$$I_{cel} = I_f - I_D - \frac{U_{cel} + R_s I_{cel}}{R_p} \quad (2.4)$$

Las resistencias  $R_s$  y  $R_p$ , que en las células ideales se consideran cero, dan como resultado el siguiente modelo de célula PV real:

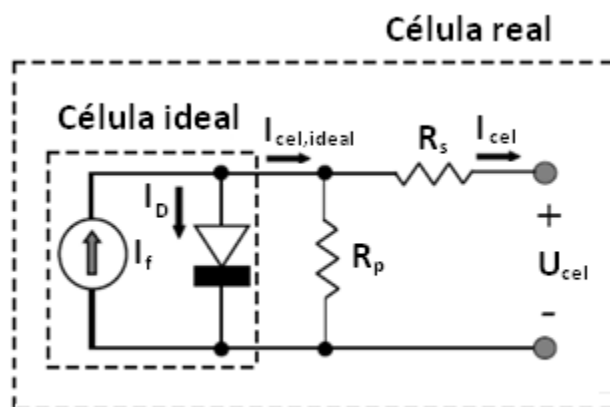


Fig. 2.5. Circuito equivalente de una célula PV [6]

Las curvas características ( $I_{cel}$ - $U_{cel}$  y  $P_{cel}$ - $U_{cel}$ ) del funcionamiento de una célula PV las podemos observar en la siguiente figura:

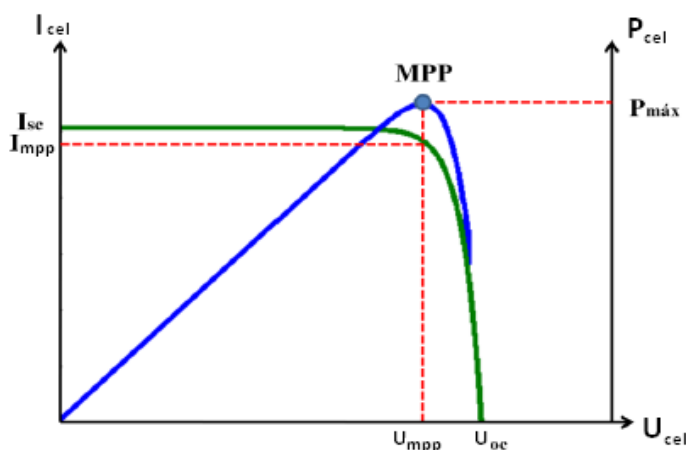


Fig. 2.6. Curvas características de la célula PV. Verde ( $I_{cel}$ - $U_{cel}$ ). Azul ( $P_{cel}$ - $U_{cel}$ ) [6]

El punto  $U_{oc}$ , tensión en circuito abierto, es la máxima tensión que puede suministrar la célula cuando la corriente  $I_{cel}$  es cero.

El punto  $I_{sc}$ , corriente de cortocircuito, es la máxima corriente generada por la célula cuando la  $U$  es cero. ( $I_{sc}=I_f$ )

La curva característica  $P_{cel}$ - $U_{cel}$  viene definida por la ecuación [6]:

$$P_{cel} = U_{cel} \cdot I_{cel} \quad (2.5)$$

Por lo tanto, el MPP (punto de máxima potencia) viene definido por el producto de la corriente y la tensión en ese punto, y se pueden obtener como [6]:

$$MPP = P_{m\acute{a}x} = U_{mpp} \cdot I_{mpp} \quad (2.6)$$

En las células PV reales el MPP disminuye con respecto a las ideales por lo que el rendimiento de la célula real también es inferior.

En la siguiente ecuación se observa la expresión del rendimiento [6]:

$$\eta = \frac{P_{m\acute{a}x}}{G \cdot A} \quad (2.7)$$

Dónde:  $\eta$  = rendimiento del módulo PV.

$P_{m\acute{a}x}$ [W]= potencia eléctrica máxima del módulo PV.

$G$  [W/m<sup>2</sup>]= radiación incidente sobre la célula PV.

$A$ [m<sup>2</sup>]= superficie de la célula.

La forma de onda de la curva I-U se puede explicar a partir de las ecuaciones que definen el funcionamiento de las células PV y que ya hemos estudiado en este apartado.

Según la ecuación (2.4), la corriente generada por una célula PV es el resultado de restar una curva exponencial (corriente que circula por el diodo) a una curva constante (corriente fotogenerada). El término de las resistencias  $R_s$  y  $R_p$  simplemente introduce las pérdidas propias de una célula real.

En la Fig. 2.7 se muestra un esquema explicativo de la curva I-U:

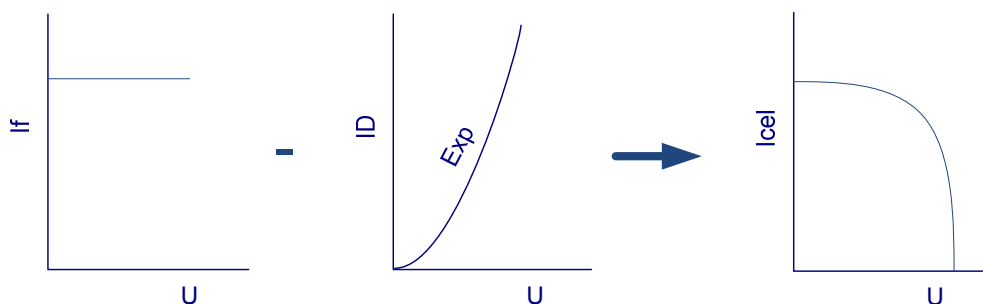


Fig. 2.7. Explicación curva I-U de panel PV

Los módulos PV están formados por un número determinado de células conectadas en serie y en paralelo. Conectando en serie las células PV se aumenta la tensión que es capaz de suministrar el panel, mientras que si se conectan en paralelo lo que se aumenta es la corriente generada. De esta manera, mediante una conexión mixta (ramas en paralelo con células en serie), se puede elevar tanto la tensión como la corriente para adecuar los modelos PV a los requerimientos del sistema eléctrico al que se conectan.

En las siguientes expresiones se observa cómo se calculan las tensiones y corrientes resultantes de conectar células en serie y en paralelo dentro de un panel PV. Este concepto se puede aplicar igualmente al cálculo de la tensión y corriente generadas por paneles conectados en serie y en paralelo dentro de un campo PV.

- Conexión en serie de células PV:

$$U_T = \sum_{i=1}^{N_s} U_i \quad (2.8)$$

$$I_T = I_i \quad (2.9)$$

- Conexión de células PV en paralelo:

$$U_T = U_i \quad (2.10)$$

$$I_T = \sum_{i=0}^{N_p} I_i \quad (2.11)$$

Si todas las células PV son iguales las expresiones quedan de la siguiente manera:

- Conexión de células PV iguales en serie:

$$U_T = N_s \cdot U_i \quad (2.12)$$

$$I_T = I_i \quad (2.13)$$

- Conexión de células PV iguales en paralelo:

$$U_T = U_i \quad (2.14)$$

$$I_T = N_p \cdot I_i \quad (2.15)$$



En la siguiente figura se muestran los distintos tipos de conexión de las células en los paneles PV:

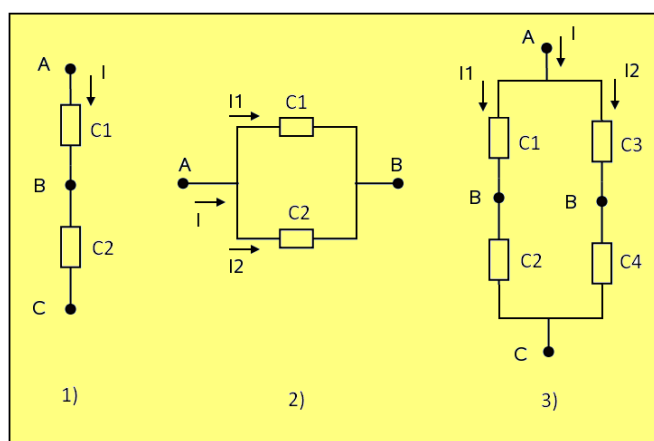


Fig. 2.8. Tipos de conexiones en células PV: 1) Serie; 2) Paralelo; 3) Mixta

En conclusión, se puede afirmar que las curvas características de los módulos PV se obtienen sumando las curvas características de las células PV los componen.

### 2.1.2. Resumen de entradas y salidas eléctricas de un panel PV

Las entradas y salidas eléctricas de un panel PV son las siguientes:

Tabla 2.2. Entradas y salidas eléctricas de panel PV

ENTRADAS	SALIDAS
$G[\text{W}/\text{m}^2]$ =Radiación solar que incide sobre el panel	$U[\text{V}]$ =Tensión continua de salida
$T_p[^\circ\text{C}]$ =Temperatura sobre el panel	$I[\text{A}]$ =Corriente continua de salida

La radiación solar y la temperatura constituyen el recurso solar de una determinada zona y en función de estas entradas se obtienen distintos valores de tensión y corriente a la salida del módulo. A medida que aumenta la radiación, mayor es la potencia producida, y cuanto mayor es la temperatura, menor es la potencia (ver apartado 6.1). De esta manera, es de vital importancia instalar los paneles PV en lugares con un recurso solar óptimos.

### 2.1.3. Resumen de características técnicas de los paneles PV

A continuación se detallan los parámetros característicos que se han de tener en cuenta en los paneles PV [7]:

Tabla 2 3. Parámetros característicos de los paneles PV

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS
Potencia (W)
Número de células en serie
Eficiencia del módulo (%)
Corriente punto de máxima potencia ( $I_{mpp}$ ) (A)
Tensión punto de máxima potencia ( $U_{mpp}$ ) (V)
Corriente en cortocircuito ( $I_{sc}$ ) (A)
Tensión de circuito abierto ( $U_{oc}$ ) (V)
Coefficiente de temperatura de $I_{sc}$ ( $\alpha$ ) ( %/°C)
Coefficiente de temperatura de $U_{oc}$ ( $\beta$ ) (< 0) ( %/°C)
Coefficiente de temperatura de $P(\gamma)$ (< 0) ( %/°C)
Máxima tensión del sistema (V)
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS
Dimensiones(mm)
Peso(aprox.)(Kg)

## 2.2. Tipos de configuraciones de convertidores

La información recogida en este apartado ha sido obtenida de [8].

Después de haber analizado los paneles PV y su funcionamiento como elemento fundamental de una instalación PV, en este capítulo se estudiarán las distintas configuraciones que existen para conectar dichos paneles a la red.

En el panorama actual se distinguen cuatro configuraciones típicas de inversores para conectar el sistema PV a la red eléctrica:

1. Etapa de doble conversión que incluye un convertidor CC/CC elevador con MPPT y un convertidor CC/CA con un interface de control, ver Fig. 2.9.

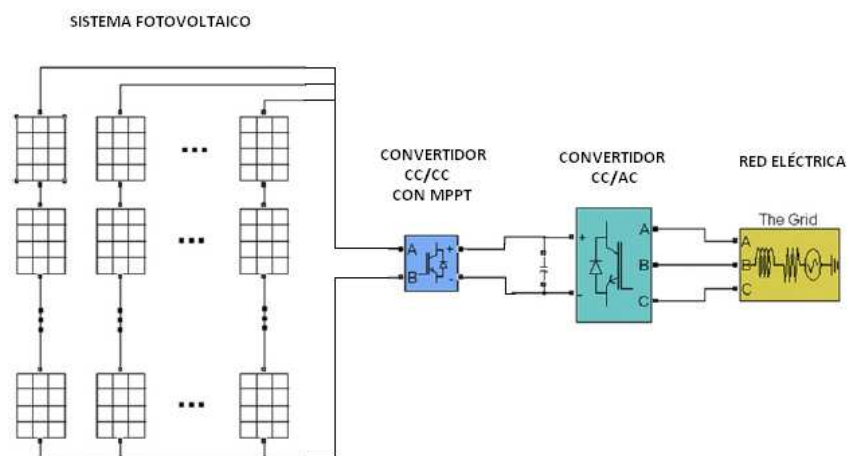


Fig. 2.9. Esquema configuración convertidor CC/CC-inversor

2. Configuración con múltiples convertidores CC/CC conectados a cada cadena de paneles PV y un convertidor CC/CA, ver Fig. 2.10.

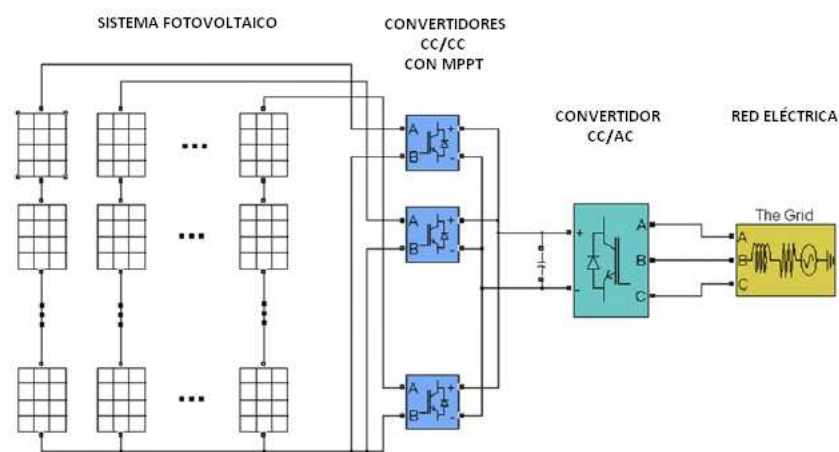


Fig. 2.10. Esquema configuración múltiples convertidores CC/CC-inversor

3. Etapa de conversión simple con un único convertidor CC/CA que incluye algoritmos de control tipo MPPT e interfaces de control, ver Fig. 2.11.

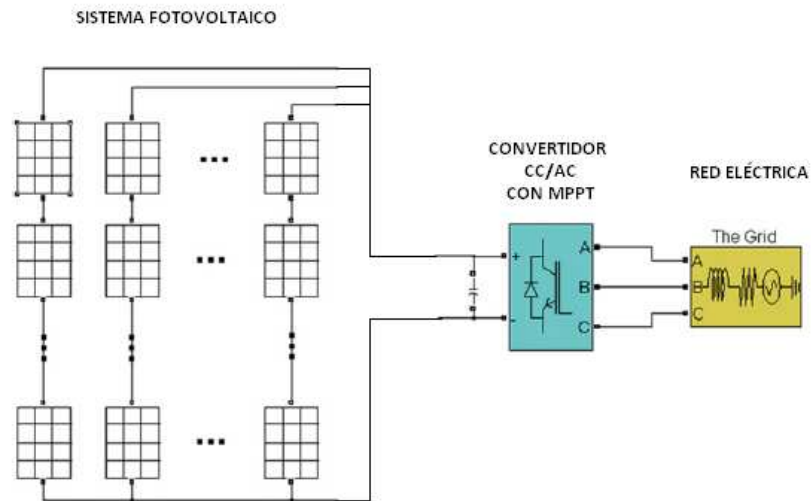


Fig. 2.11. Esquema configuración inversor

4. Configuración con múltiples convertidores CC/CA conectados a cada cadena de paneles PV, ver Fig. 2.12.

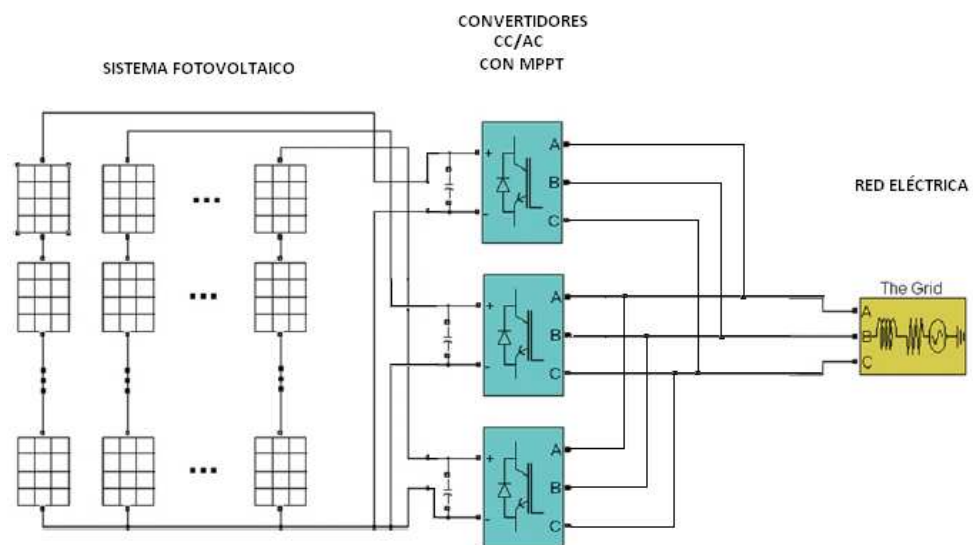


Fig. 2.12. Esquema configuración con múltiples inversores

### 2.2.1. Estudio comparativo

Para los cuatro tipos de configuraciones el principio de funcionamiento del convertidor CC/CA es muy similar, teniendo como objetivos transmitir la potencia activa desde el sistema PV a la red eléctrica, mantener los valores de potencia reactiva dentro de unos parámetros deseados y asegurar un alto nivel de calidad en la potencia en términos de armónicos y desequilibrios.

Sin embargo, a la hora de realizar el diseño de un sistema PV, se ha de tener en cuenta una serie de factores que determinaran la elección de la configuración óptima:

#### A. Número de paneles en serie necesarios en cada cadena.

Para las configuraciones 1 y 2, la tensión continua suministrada por el módulo se debe mantener en un valor de referencia a través del control del convertidor CC/CA, y el número de paneles en serie dentro de cada cadena viene determinado por la siguiente ecuación:

$$N_{ps} \leq \frac{U_{ref}}{N_s \cdot U_{mpp}} \quad (2.16)$$

Donde:

- $N_{ps}$ = número de paneles en serie dentro de una cadena.
- $N_s$ = número de células en serie del panel.
- $U_{ref}$ = tensión de referencia del control del convertidor CC/CA.
- $U_{mpp}$ = tensión del punto de máxima potencia de la célula.

Sin embargo, en las configuración 3 y 4 la situación es diferente ya que el convertidor CC/CA se utiliza tanto para el MPPT como para el interface de control de la red. Por este motivo, la relación que condiciona el número de paneles a conectar en serie en cada cadena si utilizamos estas configuraciones es la siguiente:

$$N_{ps} \geq \frac{2}{N_s \cdot U_{mpp}} \sqrt{\frac{2}{3} \left( U_{Rp}^2 + \left( \frac{X_L \cdot P_{m\acute{a}x}}{U_{Rp}} \right) \right)} \quad (2.17)$$

Donde:

- $N_{ps}$ = número de paneles en serie dentro de una cadena.
- $N_s$ = número de células en serie del panel.
- $U_{mpp}$ = tensión del punto de máxima potencia de la célula.
- $U_{Rp}$ = tensión que cae en la  $R_p$  de la célula.
- $X_L$ = reactancia de la parte de alterna del convertidor CC/CA.
- $P_{m\acute{a}x}$ = potencia máxima de la célula.

**B. Efectos de la temperatura y la radiación.**

En las configuraciones 1 y 2, para bajas temperaturas y por lo tanto, MPP altos, la efectividad del algoritmo de control MPPT se ve afectada. Sin embargo, las configuraciones 3 y 4, es para temperaturas altas y MPP más bajos, donde ve comprometida la efectividad tanto del MPPT como de los interfaces de control. Por otro lado, los cambios en la radiación tienen un impacto muy pequeño sobre el MPPT y los interfaces de control del sistema PV.

**C. Impacto de la existencia de paneles PV en sombra.**

A pesar de que a la hora de realizar estudios teóricos se suele asumir que todas las células y módulos PV están bajo las mismas condiciones, la realidad es otra, y suelen estar sometidos a algunas variaciones, tales como: células con suciedad, desviaciones de los parámetros de la células respecto de las especificaciones del fabricante, existencia de paneles a los que en un momento determinado no les da el sol, están bajo sombra, etc. Cuando un módulo está en una zona de sombra, la corriente generada pasa por la resistencia  $R_p$  de la célula, ver Fig. 2.5, y en lugar de suministrar tensión y potencia, la reduce. De hecho, una sola celda en sombra dentro de una larga cadena puede reducir la potencia en un 50%.

Para mitigar estos efectos de la sombra en las curvas P-U, se utilizan configuraciones bypass de diodos en cada módulo, y bloques de diodos en la parte alta de cada cadena como se puede observar en la Fig. 2.13.

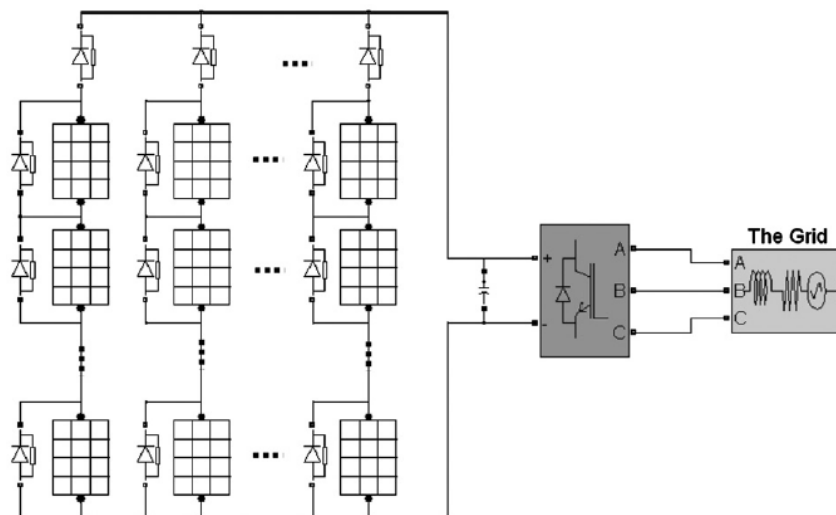


Fig. 2.13. Esquema Sistema PV con diodos en bypass

A pesar de estas medidas preventivas, la existencia de zonas sombreadas provocan picos en las curvas P-U, que a su vez dependen de cómo estén distribuidas estas zonas en el sistema PV, tal y como se puede apreciar en la Fig. 2.14.

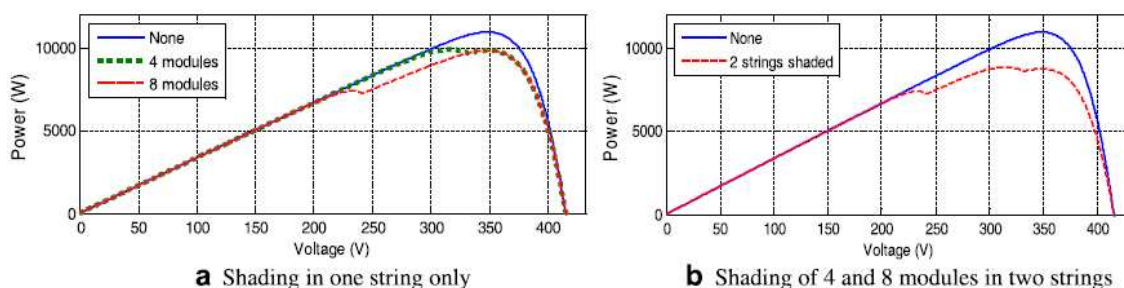


Fig. 2.14. Curvas P-U bajo condiciones de sombra

Teniendo en cuenta las curvas mostradas en la Fig. 2.14 se puede concluir que con las configuraciones 1 y 3 se obtienen MPP locales disminuyendo la eficiencia del panel, y para conseguir el MPP global se deben desarrollar nuevas técnicas de control. Sin embargo, mediante las configuraciones 2 y 4, se obtienen MPP individuales para cada cadena de paneles y el MPP global es la suma de todos ellos, siendo mucho más eficiente.

Como resumen de la comparativa entre los cuatro tipos de configuraciones se puede afirmar que:

- Si entre la red y el generador PV se usa la configuración 1, el diseño debe asegurar que la tensión continua sea mayor que el máximo de los dos siguientes valores: el máximo de las tensiones de los MPP para todas las posibles niveles de temperatura y radiación, y la tensión continua con la que se puede compensar la potencia reactiva para la mayor potencia que se pueda transmitir desde el panel a la red.
- Si utilizamos la configuración 3, el número de módulos PV conectados en serie dentro de una cadena se debe ser tal que, el mínimo de las tensiones de los MPP para todas las condiciones de temperatura y radiación, sea lo suficientemente grande para que el convertidor CA/CC compense la potencia reactiva para la mayor transmisión de potencia entre el sistema PV y la red.
- En el caso de estar bajo condiciones de sombra desigual, las curvas P-U del sistema PV presentan picos porque el punto de máxima potencia de cada cadena no aparece para la misma tensión externa aplicada. Bajo esta circunstancia, con las configuraciones 1 y 3 es necesario desarrollar estrategias para localizar el MPP global y no caer en el error de estar trabajando en un MPP local con la consiguiente pérdida de eficiencia. Sin embargo, con las configuración 2 y 4, encontramos los MPP de cada cadena por separado, siendo la potencia total producida la suma de todos los picos de potencia de cada cadena. Esta última configuración de múltiples convertidores resulta más eficiente que las otras dos.

- Las configuraciones 1 y 3, al tener menos convertidores, presentan la ventaja de que las pérdidas de rendimiento debidas a ellos son menores y el coste de la instalación es menor. Sin embargo, las configuraciones 2 y 4, con múltiples convertidores, aunque su eficacia es mayor bajo condiciones de sombra desigual, al tener más convertidores, las pérdidas de rendimiento ocasionadas por ellos son mayores.

Según las conclusiones anteriormente expuestas, la elección de un tipo de configuración o de otra va a depender las características de la instalación, siendo un parámetro determinante el tamaño de la misma:

- En plantas PV pequeñas, donde la probabilidad de que existan zonas de sombra desigual es menor, no interesa el uso de las configuraciones 2 y 4, ya que las pérdidas de rendimiento debido a la existencia de más convertidores y el mayor coste económico, no son compensadas con la eficacia ganada al dividir la instalación en partes, cada una de ellas con un convertidor. Por lo tanto, en este tipo de instalaciones se deberían elegir las configuraciones 1 y 3.

- En las plantas PV de mayor tamaño, donde las situaciones de sombra desigual se producen con mayor facilidad, la respuesta de las configuraciones 2 y 4 es mejor, ya que a pesar de que la existencia de más convertidores conlleve una pérdida de rendimiento y un coste económico superior, esto es compensado con una eficacia mucho mayor al utilizar múltiples convertidores en paralelo manejando partes proporcionales de la potencia de la instalación que permiten aislar las zonas sombreadas.

Por otro lado, aunque tradicionalmente en los sistemas PV se ha utilizado un único convertidor CC/CA (configuración 3), cada vez es más común el uso de etapas de doble conversión con convertidores CC/CC y CC/CA (configuraciones 1 y 2).



### 3. REQUISITOS DE CONEXIÓN A LA RED DE LA GENERACIÓN PV

Durante el capítulo 2 se han estudiado los principales elementos de un sistema PV. El siguiente paso es su conexión a la red eléctrica, y para poder acoplar las instalaciones PV a la red, se deben cumplir una serie de requisitos que van a ser objeto de estudio en este apartado. En el primer punto de este capítulo, se revisará la normativa española aplicable a la generación PV, y para finalizar, y tener una visión global de las tendencias en cuanto a normativa que se dan fuera de España, se revisará el estándar americano IEEE 1547 para la conexión de la GD a los sistemas eléctricos, el cual no establece requisitos de obligado cumplimiento, sino recomendaciones.

#### 3.1. Normativa aplicable a la generación PV en España

En la Tabla 3 1 se presentan los documentos que afectan a la generación PV en cuanto a normativa general.

Tabla 3 1. Normativa general generación PV en España

DOCUMENTO	DESCRIPCIÓN
Ley 54/1997, del sector eléctrico, de 27 de noviembre.	Regula el sector eléctrico para garantizar la calidad de suministro.
Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010.	Establece objetivos energéticos y las medidas necesarias para su cumplimiento.
RD 842/2002.	Establece el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
RD 314/2006 de 17 de Marzo.	Establece el Código Técnico de Edificación.

En la Tabla 3 2 se presentan los documentos que afectan a la generación PV en cuanto a normativa desde el punto de vista administrativo.

Tabla 3 2. Normativa administrativa generación PV

DOCUMENTO	DESCRIPCIÓN
RD 2818/1998, de 23 de diciembre.	Sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
RD 1663/2000, de 29 de septiembre.	Sobre conexión de instalaciones PV a la red de BT.
Orden de 5 de septiembre de 1985.	Establece normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica.
Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo.	Aprueba el procedimiento de medida y control de continuidad del suministro eléctrico.
RD 154/1995, de 3 de febrero.	Modifica el RD 7/1988, de 8 de enero, por el que se regula las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.
RD 1955/2000, de 1 de diciembre.	Regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
Resolución de 31 de mayo de 2001.	Establece un modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares PV conectadas a la red de baja tensión.
RD 841/2002, de 2 de Agosto.	Regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
RD 1433/2002, de 27 de diciembre de 2002.	Establece los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.
RD 1801/2003 de 26 de diciembre de 2003.	Sobre seguridad general de los productos.
RD 1580/2006, de 22 de diciembre.	Regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.

<b>RD 661/2007, de 25 de mayo.</b>	Regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
<b>RD 1114/2007 de 24 de agosto de 24 de agosto.</b>	Complementa el Catálogo Nacional de Cualificaciones Profesionales, mediante el establecimiento de cuatro cualificaciones profesionales correspondientes a la familia profesional energía y agua.
<b>Resolución de 27 de septiembre de 2007, de la Secretaría General de Energía.</b>	Establece el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada para la tecnología PV, en virtud de lo establecido en el artículo 22 del RD 661/2007, de 25 de mayo.
<b>RD 1578/2008 de 26 de septiembre.</b>	Modifica los requisitos de las nuevas instalaciones rebajando, a posteriori, las primas y creando registros de pre asignación.
<b>RD 1565/2010, de 19 de noviembre.</b>	Elimina el pago de energía primada a partir del año 25 prometido en el RD 661/2007. Artículo primero número 10. Además obliga a cumplir los requisitos de conexión del P.O.12.3.
<b>RD Ley 14/2010 de 23 de diciembre.</b>	Modifica retroactivamente todas las tarifas reguladas y prometidas en el Real Decreto 661/2007.

Hay que tener en cuenta que cuando no exista disposición normativa de obligado cumplimiento aplicable se tendrán en cuenta los siguientes elementos:

- a) Normas técnicas nacionales de transposición de normas europeas no armonizadas.
- b) Normas UNE y recomendaciones UNESA que sean de aplicación.
- c) Las recomendaciones de la Comisión Europea.
- d) Los códigos de buenas prácticas.
- e) El estado actual de los conocimientos y de la técnica.
- f) Normas y directrices particulares de la compañía suministradora.

g) Reglamentos y normas de instalaciones eléctricas en BT dictadas por juntas de la Comunidad Autónoma si las hubiese.

Las normas UNE se elaboran a través de la representación nacional, delegada por AENOR, en los comités internacionales de normalización de energía solar PV: Comité Técnico 82 de la IEC y comité técnico BTTF 86-2 de CENELEC (Comisión Europea de Normalización Eléctrica y Electrónica).

Analizando la normativa más recientes cabe destacar el RD 1578/2008, que en su artículo 13, ya adelantó que, mediante Orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, se iban a establecer requisitos técnicos y de calidad de las instalaciones PV para contribuir a la seguridad de suministro, lo que incluye la obligación de soportar los huecos de tensión; así mismo, indica que obligará a cumplir estos requisitos a todas las instalaciones PV, a las futuras y a las instaladas en el pasado, aunque también indica que a éstas se les daría un periodo transitorio para adaptarse.

Hasta la publicación del RD 1578/2008, a las instalaciones PV no se les requería que cumplieran condiciones de huecos de tensión, al contrario, el RD 1663/2000 obliga a tener una protección de baja tensión como protección de funcionamiento en isla de la instalación, que desconecta la instalación si la tensión en barras cae por debajo de 85% de la tensión nominal, no indicando ninguna temporización lo que, de hecho, supone la desconexión inmediata de la instalación ante un hueco.

A posteriori, y debido a que el sector de las energías renovables es muy dinámico y con un ritmo de evolución tecnológica muy elevado, fue necesaria la publicación del **RD 1565/2010**, de 19 de noviembre, en el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos). Este cambio en la normativa afecta a las instalaciones PV de manera significativa.

En el artículo primero del RD 1565/2010, se modifican algunos artículos del RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Dentro de estos cambios cabe destacar el que se establece en el artículo 18, obligando tanto a las instalaciones eólicas como PV de más de 2 MW al cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión establecidos en el **P.O. 12.3**, y que en el Real Decreto 661/2007 solo eran obligatorios para instalaciones eólicas. Los requisitos que se marcan en el P.O.12.3 son los que están vigentes en la actualidad.

Recientemente, también se ha elaborado el **P.O.12.2**, que aunque es de obligado cumplimiento desde el 1 de Enero de 2011, se ha permitido un periodo de adaptación, y a día de hoy los requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad de las instalaciones conectadas a la red que establece no se cumplen.

En los siguientes apartados se revisan los puntos fundamentales del RD 1565/2010, P.O.12.3 y P.O.12.2, en cuanto a generación PV se refiere.

### 3.1.1. RD 1565/2010

Mediante el RD 1565/2010 se regulan o modifican algunos artículos del RD 661/2007, el RD 1110/2007 sobre el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, y el RD 1578/2008. Las principales modificaciones que establece el RD 1565/2010 a la normativa anterior a él, y que afectan a la generación PV, son las siguientes:

#### Modificaciones que establece respecto a medidas de control del operador de sistema

- Amplia, hasta instalaciones de potencia superior a 10 MW y aquellas con potencia inferior o igual a 10 MW pero que formen parte de una agrupación cuya suma total de potencias sea mayor de 10 MW, la obligación de estar adscritas a un centro de control de generación que actuará como interlocutor con el operador del sistema.

- Obliga a todas las instalaciones o agrupaciones de instalaciones de potencia superior a 1 MW a enviar tele-medidas al operador del sistema.

- Reduce el transitorio para la adecuación de puntos de medida de pequeñas instalaciones.

#### Modificaciones que establece respecto a los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión

- Obliga a instalaciones o agrupaciones de instalaciones PV de potencia superior a 2 MW al cumplimiento del P.O.12.3, requisitos de respuesta frente a huecos de tensión.

- Amplia el plazo de transitorio para adecuarse al P.O.12.3 a las instalaciones anteriores a enero del 2008: Instalaciones peninsulares hasta el 31 de diciembre de 2010; Instalaciones insulares o extra-peninsulares hasta el 30 de noviembre del 2011.

- Establece la posibilidad a las Instalaciones insulares o extra-peninsulares de comunicar la incapacidad de adaptación al P.O.12.3 hasta el 30 de diciembre de 2010. La resolución de aceptación de tal imposibilidad y exención de penalización podrá tener duración limitada.

#### Modificaciones que establece respecto de la energía reactiva:

La siguiente figura muestra la modificación que se establece respecto a energía reactiva:

RD 661/2007				RD 1565/2010		
Tipo de Factor de potencia	Factor de potencia	Bonificación %			Rango del factor de potencia	Bonificación por cumplimiento %
		Punta	Llano	Valle		Penalización por incumplimiento %
Inductivo	$F_p < 0,95$	-4	-4	8	Obligatorio entre 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo. Entre 0,995 inductivo y 0,995 capacitivo	0,00
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	-3	0	6		
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	-2	0	4		
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	-1	0	2		
	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0		
Capacitivo	1,00	0	4	0		3,00
	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0		
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	2	0	-1		
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	4	0	-2		
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	6	0	-3		
	$F_p < 0,95$	8	-4	-4		

Fig. 3.1. Modificación del RD 1565/2010 respecto a energía reactiva [1]

Las consignas de reactiva del operador del sistema del RD 661/2007 son para instalaciones de potencia superior a 10 MW, mientras que las que establece el RD 1565/2010 son para instalaciones de potencia superior a 10 MW peninsulares e instalaciones de potencia mayor a 5 MW insulares y extra-peninsulares.

### 3.1.2. Requisitos de conexión de la generación PV establecidos en el P.O.12.3

La información recogida en este apartado ha sido obtenida de [9].

Tal y como se obliga en el RD 1565/2010, el titular de la instalación deberá adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que todas las instalaciones de generación de potencia superior a 2 MW bajo su titularidad sean capaces de mantenerse acopladas al sistema eléctrico sin desconexión ante situaciones de cortocircuitos en la red eléctrica correctamente despejados.

La propia instalación y todos sus componentes deberá ser capaz de soportar huecos de tensión provocados por cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra o monofásicos, según se muestra en la Fig. 3.2.

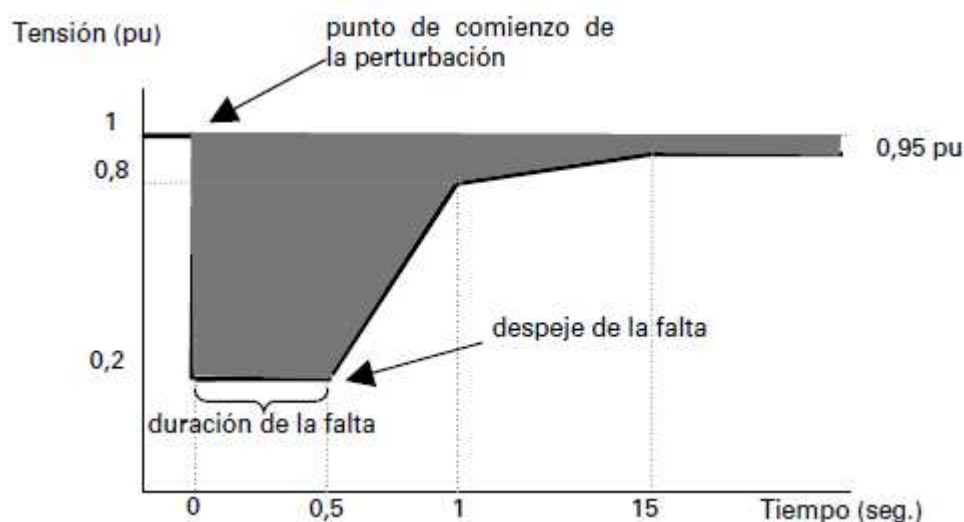


Fig. 3.2. Curva del «hueco de tensión» en el punto de conexión a red que debe ser soportado por la instalación

En el caso de cortocircuitos bifásicos aislados de tierra el área sombreada del hueco de tensión que la instalación tiene que soportar sin desconexión será semejante a la de la Fig. 3.2, siendo el valor límite inferior de tensión 0,6 en lugar de 0,2.

#### 3.1.2.1 Faltas equilibradas (trifásicas)

Tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir en el punto de conexión a la red, consumo de potencia reactiva ni activa por parte de la instalación. No obstante lo anterior, se admiten consumos puntuales de potencia reactiva y activa durante los 150 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falta y los 150 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma.

Adicionalmente se permiten consumos de potencia activa durante el resto de la falta, siempre que no sean superiores al 10% de su potencia nominal registrada.

Tanto durante el periodo de falta como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, la instalación deberá aportar al sistema eléctrico la máxima intensidad posible ( $I_{TOTAL}$ ). Esta aportación de intensidad por parte de la instalación al sistema eléctrico se efectuará de forma que el punto de funcionamiento de la instalación se localice dentro del área sombreada en la Fig. 3.3, antes de transcurridos 15 ms desde el inicio de la falta o desde el instante de despeje de la falta.

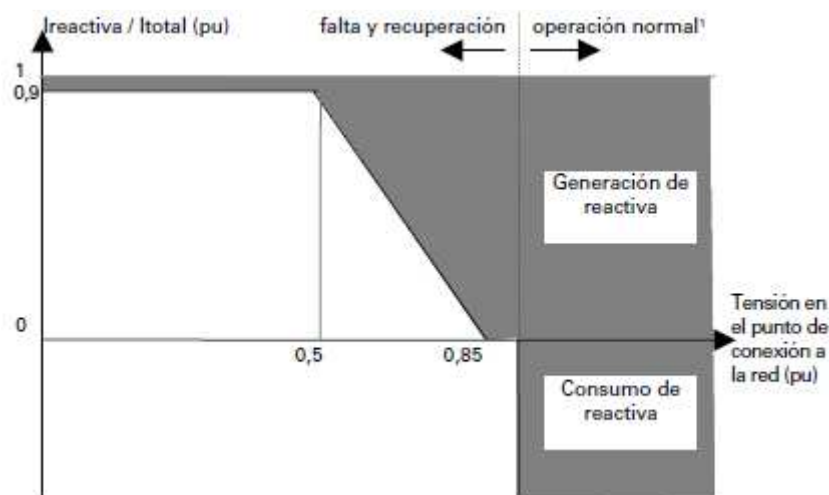


Fig. 3.3. Área de funcionamiento admisible durante los periodos de faltas y de recuperación de la misma

Según se puede apreciar en la Fig. 3.3, para tensiones inferiores a 0,85 pu, en el punto de conexión a red, la instalación deberá generar potencia reactiva, mientras que para tensiones comprendidas entre 0,85 pu y el valor de la tensión mínima admisible para la operación normal del sistema eléctrico, la instalación no deberá consumir potencia reactiva. Para valores de tensión superiores a la tensión mínima admisible en operación normal aplicará lo establecido en los procedimientos de operación para dicha operación normal.

### 3.1.2.2 Faltas desequilibradas (monofásicas y bifásicas)

Tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación de tensión posterior al despeje de la misma, no podrá existir en el punto de conexión a la red, consumo de potencia reactiva ni activa por parte de la instalación. No obstante lo anterior, se admiten consumos puntuales de potencia reactiva y activa durante los 150 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falta y los 150 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma.

Durante el resto del periodo de mantenimiento de la falta, se admiten consumos de potencia reactiva y activa, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- El consumo neto de energía reactiva de la instalación no deberá ser superior a la energía reactiva equivalente al 40% de la potencia nominal registrada de la instalación durante un periodo de 100 ms, y al 45% en el caso de la energía activa.
- El consumo neto de potencia reactiva de la instalación, en cada ciclo (20 ms), no deberá ser superior al 40% de su potencia nominal registrada, y al 30% en el caso de la potencia activa.

### 3.1.3. Requisitos de conexión de la generación PV establecidos en el P.O.12.2

La información recogida en esta apartado ha sido obtenida de [10].

Los requisitos de conexión establecidos en el P.O.12.2, aunque han entrado en vigor el 1 de enero de 2011, a día de hoy todavía no se cumplen. Estos requisitos afectan a generadores o agrupaciones de generadores cuya potencia nominal registrada sea superior a 10 MW por nudo asociado de la red de transporte, cuando la potencia nominal registrada de la instalación de producción supere 1 MW.

Por lo tanto, en un futuro, el titular de la instalación deberá adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para cumplir con los requisitos del régimen permanente y régimen perturbado que se describen a continuación.

#### 3.1.3.1 Respuesta frente a perturbaciones en la tensión

La propia instalación de producción y todos sus componentes deberán ser capaces de soportar, sin desconexión, cualquier perturbación en la tensión (en módulo y/o ángulo) en el punto de conexión a la red, producidos por cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra o monofásicos o ante cualquier causa de otra naturaleza sin presencia de falta, con los perfiles de magnitud y duración indicados en la Fig. 3.4.

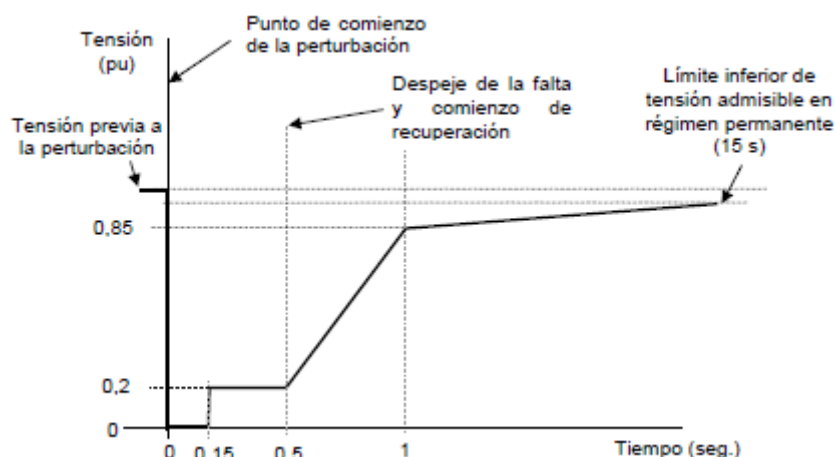


Fig. 3.4. Perturbación de tensión que debe soportar la instalación

##### 3.1.3.1.1 Faltas equilibradas (trifásicas)

Tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el periodo de recuperación después del despeje de la misma, la instalación no podrá consumir en el punto de conexión a la red potencia reactiva ni activa.

No obstante lo anterior, se admite la existencia de consumos puntuales tanto de potencia reactiva como activa, durante los primeros 40 ms después de la aparición de la falta y los 80 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma.

Durante todo el régimen perturbado la instalación será capaz de suministrar a la red una corriente aparente como mínimo igual a la corriente nominal de la instalación. Esta aportación de intensidad por parte de la red al sistema eléctrico, durante las perturbaciones, se hará de modo que un sistema de regulación automática de tensión gobierne el punto de funcionamiento.

### 3.1.3.1.2 Faltas desequilibradas (monofásicas y bifásicas)

Tanto durante el periodo de mantenimiento de la falta, como durante el tiempo de recuperación de la tensión después del despeje de la misma, la instalación no podrá consumir en el punto de conexión a la red potencia reactiva ni activa.

No obstante lo anterior, se admite la existencia de consumos puntuales tanto de potencia reactiva como activa, durante los primeros 80 ms después de la aparición de la falta y los 80 ms inmediatamente posteriores al despeje de la misma.

Adicionalmente, se permiten consumos transitorios tanto de potencia reactiva como activa durante el resto de la falta.

### 3.1.3.2 Respuesta frente a perturbaciones en la frecuencia

La instalación debe poder mantenerse acoplada a la red eléctrica sin sufrir desconexión por causa de las perturbaciones en la frecuencia dentro de los rangos que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3 3. Perturbaciones en la frecuencia

TIPO DE PERTURBACIÓN	NIVEL DE FRECUENCIA A SOPORTAR
<b>SUBFRECUENCIA</b>	48 Hz (durante al menos 3 s) 47,5 Hz (de forma instantánea)
<b>SOBREFRECUENCIA</b>	51,5 Hz

Además, la instalación deberá soportar derivas en la frecuencia de al menos  $\pm 2$  Hz/s y tendrá que disponer de los equipos necesarios para realizar regulación potencia-frecuencia, es decir, estará capacitada para producir incrementos o decrementos de potencia activa proporcionales al desvío de frecuencia en el punto de conexión a la red.

### 3.1.3.3 Requisitos de control para el régimen permanente

La instalación deberá permitir establecer la potencia base de funcionamiento en todo el recorrido de potencias posibles hasta la máxima disponible de acuerdo al recurso de energía primaria a requerimiento del Operador del Sistema. De igual modo, la instalación tendrá que estar capacitada para enviar al Operador del Sistema la medida correspondiente a la diferencia entre la potencia activa producible conforme al recurso de energía primaria y la potencia activa producida conforme a la consigna recibida del Operador del Sistema.

Adicionalmente, la instalación de generación dispondrá de los equipos necesarios para realizar un control de la tensión en el nudo de conexión a la red a consigna de tensión y tendrá la capacidad de realizar la función de control a consigna de potencia reactiva o de factor de potencia con la misma velocidad de respuesta que el modo a consigna de tensión. El modo de control concreto será indicado por el Operador del Sistema en función de las condiciones de operación.

La instalación mantendrá la potencia activa programada constante mientras el recurso primario lo permita excluyendo los incrementos/decrementos sobre la misma ordenados por el control potencia-frecuencia y, en su caso, por la emulación de inercia mientras que esté funcionando el control de régimen permanente independientemente de que el modo de funcionamiento sea a consigna de tensión, de potencia reactiva o de factor de potencia.



El control a consigna de tensión, de potencia reactiva o de factor de potencia cederá sus funciones, durante los regímenes perturbados, al equipo regulador de tensión establecido para el régimen perturbado en los términos descritos al efecto, pudiendo ser un mismo control si posee la velocidad de respuesta requerida.

Los ajustes de protecciones de la instalación serán coherentes con las capacidades aquí exigidas y las necesidades de operación del sistema que se determinen.

### 3.1.3.4 Perspectivas a futuro de los requisitos técnicos

Para maximizar la producción de los sistemas de generación y facilitar la integración de nuevas tecnologías en el sistema eléctrico, las posibilidades tecnológicas de este tipo de generación deberían evolucionar hacia unas mayores prestaciones técnicas. En este sentido, y con el objetivo de orientar este sector a la evolución de estas tecnologías de forma conveniente, a continuación se exponen algunos de los requisitos que podrían solicitarse en un futuro, y que a día de hoy se anima a su cumplimiento:

- Aportación de corriente de secuencia inversa durante las perturbaciones.  
Sería conveniente que todas las instalaciones de producción puedan aportar la corriente de secuencia inversa que, en su caso, el sistema demande durante las perturbaciones. Aquellas tecnologías de producción que en la actualidad no cumplen dicha necesidad del sistema, deberían evolucionar hacia técnicas de control que le permitan su cumplimiento.
- Emulación de inercia.  
La instalación de generación podrá disponer de la capacidad para emular inercia. En tal caso, los equipos de emulación de inercia deberán producir incrementos o decrementos de potencia activa proporcionales a la derivada de la frecuencia en el punto de conexión a la red.
- Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia en el sistema.

La instalación de generación podrá disponer de la capacidad para amortiguar oscilaciones de potencia de origen electromecánico en el sistema (conocido por sus siglas en inglés «PSS» de Power System Stabilizer). En tal caso, el sistema de amortiguación deberá producir incrementos o decrementos de potencia activa tales que su magnitud y fase respecto de la oscilación externa sea tal que la instalación participe efectivamente en el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia de frecuencias comprendidas entre 0,15 y 2,0 Hz.

### 3.2. La GD. Requisitos de conexión de la GD establecidos en el IEEE 1547

Antes de comenzar a analizar los requisitos de conexión que el estándar americano IEEE 1547 recomienda para la GD, se realizará una introducción al concepto de GD y se explicarán las principales tecnologías que se emplean.

#### 3.2.1. ¿Qué se considera GD?

En la actualidad no existe en la literatura una definición exacta y única para el término GD. Diversos autores y organismos nacionales presentan definiciones parecidas pero que difieren en algún aspecto. Se presentan algunas de ellas.

1. Se entiende por GD como la generación de electricidad conectada a las redes de distribución en vez de a la red nacional de alta tensión. Es una definición muy amplia que no hace referencia a potencias máximas de estos sistemas, sólo lo diferencia por el punto donde se conecta [11].
2. Se considera GD a pequeños generadores eléctricos de 15 a 10000 kW difuminados por el sistema eléctrico y cerca del usuario final ,que pueden ser propiedad del usuario o de una empresa eléctrica, y que pueden funcionar de manera autónoma al tiempo que alimentan a la red y que están conectadas a la red de distribución [12].

A su vez se puede introducir el término de generación dispersa para hacer referencia a unidades de menor potencia (hasta 250 kW) y que se usan para alimentar pequeños negocios o consumos residenciales. SE va a considerar todo el rango de potencia como *GD*.

Gráficamente se ha evolucionado de un sistema tradicional de producción, transporte y distribución (T&D). Fuente: red eléctrica española.

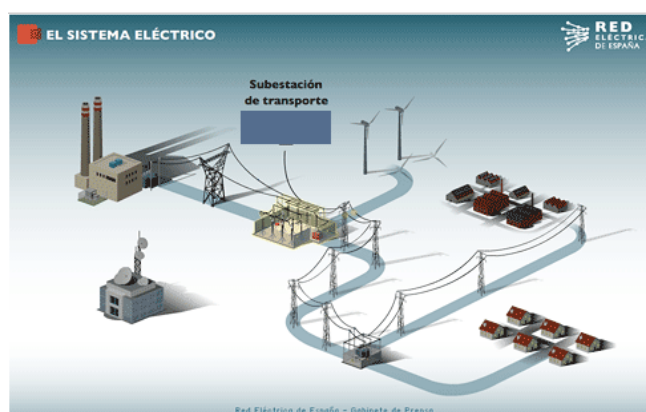


Fig. 3.5. Sistema Eléctrico T&D

A un sistema donde se introducen los sistemas GD.

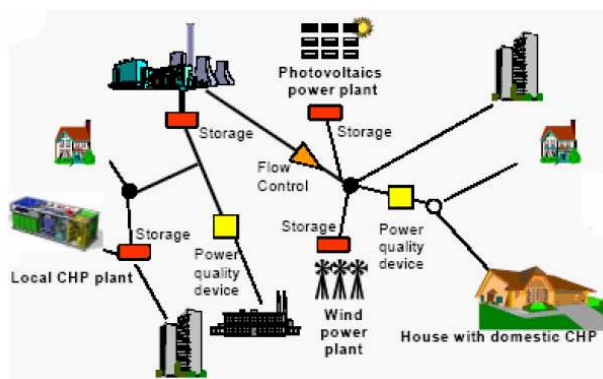


Fig. 3.6. Sistema Eléctrico con GD

Con la aparición de estos nuevos sistemas se modifica el flujo-grama tradicional del sistema eléctrico quedando de la siguiente manera.

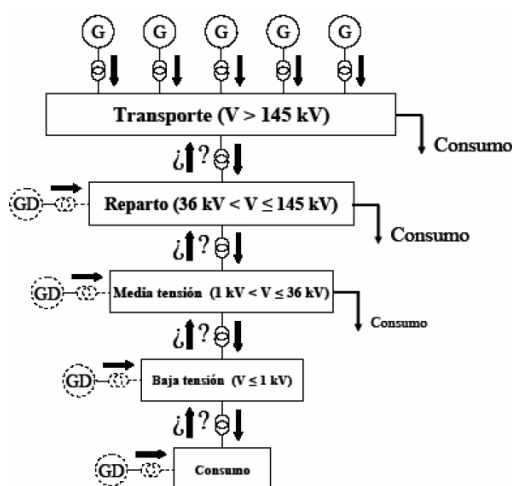


Fig. 3.7. Flujo-grama de un sistema eléctrico donde incide los Sistemas GD

Actualmente la tecnología más usada para la GD son las turbinas de gas, con potencias que rondan los 100 kW y generadores diesel, pero están apareciendo nuevas opciones, con avances tecnológicos significativos. El micro-turbina de gas y las pilas de combustible ofrecen un rendimiento fiable y eficiente. Las pilas de combustible requieren un mantenimiento mínimo y pueden ser usadas dentro de los núcleos urbanos ya que son muy silenciosas y limpias. En un futuro próximo las pilas de combustible avanzadas podrían generar la suficiente energía eléctrica y calor para abastecer las necesidades de una ciudad moderna.

Hoy en día las pilas de combustible y el micro-turbina de última generación dependen principalmente de gas natural entubado hasta las ciudades. Pero se está trabajando en otras alternativas como usar metano procedente de la descomposición de los residuos o usar energías renovables para su alimentación.

A continuación se enumeran las principales características de las tecnologías que se emplean, en mayor medida, en aquellas instalaciones de generación que se conectan a la red de distribución.

### 3.2.1.1 Turbinas de gas

Las turbinas de gas son una tecnología que ha conocido un gran desarrollo en la última década gracias sobre todo al sector aeronáutico. Debido a los avances en fiabilidad y eficiencia esta tecnología constituye una alternativa para los sistemas GD.

Las turbinas de gas se basan en el Ciclo de Rankine, que es un ciclo termodinámico en el que se relaciona el consumo de calor con la producción de trabajo.

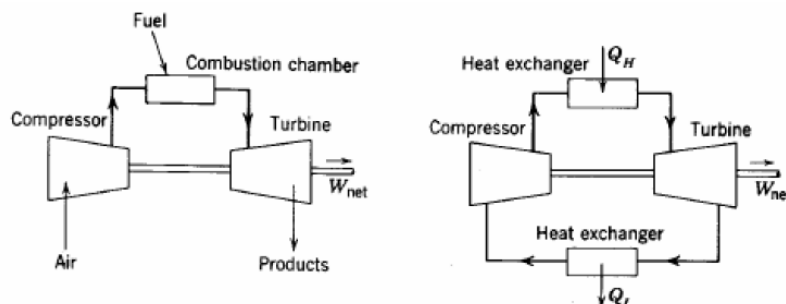


Fig. 3.8. Esquema de funcionamiento de un turbina de gas [13]

El calor que producen las turbinas de gas las hacen una excelente opción para los sistemas de cogeneración, estas responden con rapidez a los cambios en la demanda ya que tienen relativamente poca inercia.

Estas características hacen que este tipo de sistemas sean adecuados para alimentar localmente la demanda e incluso para trabajar en modo isla alimentando a la red de distribución. También son adecuados ya que no tiene problemas con los armónicos y flicker (pequeñas variaciones de tensión).

El mayor inconveniente que presentan es que su eficiencia depende mucho de los factores ambientales donde opera (presión, temperatura y humedad). Por ejemplo, si la temperatura aumenta la potencia generada disminuirá.

A continuación se muestra un cuadro de resumen de las características [13]:

Tabla 3.4. Características y propiedades de las turbinas de gas

Turbinas			
Característica		Aspectos favorables	
Combustible:	Gas natural y Diesel	Cogeneración	***
Tamaño (MW):	> 1 MW	Despacho	***
Eficiencia (PCI) %:	25-40%	Func. en isla	***
Emissiones (kg/MWh):	CO <sub>2</sub> 545-700	Seg. demanda	***
	NO <sub>x</sub> 1,8-5	Servicios comp.	***
	SO <sub>2</sub> 0,14-0,18	black start	***
	CO 0,5-4,5	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	***
Tiempo arranque:	10 min-1 h	flicker	***
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):	0,003-0,01	Comentarios: Su eficiencia depende mucho del punto de operación y de factores ambientales como la presión y temperatura. Produce ruido característico de las turbinas. Es una tecnología madura.	
Coste Inversión (€/kW):	350-950		
O&M (cent/kWh):	0,3 - 0,5		
LEC (cent/kWh):	6,4 (4,3-9,8)		
LEC (pts/kWh):	10,7 (7,1-16,3)		

i: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- |   |                 |
|---|-----------------|
| ● : Peor que un ciclo combinado de gas                  | *** : Muy buena |
| ● : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas | ** : Buena      |
| ○ : Mejor que un ciclo combinado de gas                 | ♦ : Normal      |
|   | ♦♦ : Malo       |
|   | ♦♦♦ : Muy malo  |

### 3.2.1.2 Micro-turbinas de gas

Son turbinas de combustión con potencias en el rango de 20-500 kW. Están constituidas por una turbina, un compresor, un recuperador y un generador habitualmente unidos en un solo eje. Sus principales ventajas son su número reducido de partes móviles minimizando el desgaste y una emisión menor de ruido acústico que las turbinas de mayor tamaño. En su contra hay que indicar su elevado coste.

Permiten dos modos de funcionamiento:

1º Con recuperador de calor, que permite recuperar parte del calor transferido permitiendo una mejora en el rendimiento de producción eléctrica (30%).

2º Sin recuperador, se usa en aplicaciones de cogeneración donde la utilización del calor residual prima sobre la producción eléctrica: En este modo de funcionamiento la eficiencia eléctrica baja hasta un 20 % pero el rendimiento total puede llegar a un 80%.

A continuación un cuadro resumen de las características de esta tecnología [13]:

Tabla 3 5. Características y propiedades de las micro-turbinas

Micro-turbinas					
Característica			Aspectos Favorables		
Combustible:		gas natural, propano y Diesel	Cogeneración	⚡⚡	
Tamaño (MW):		20-500 kW	Despacho	⚡⚡⚡	
Eficiencia (PCI) %:		20-30	Func. en isla	⚡⚡⚡	
Emisiones (kg/MWh):	CO <sub>2</sub>	590-800	●	Seg. demanda	⚡⚡⚡
	NO <sub>x</sub>	0,09-0,64	●	Servicios comp.	⚡⚡
	SO <sub>2</sub>	despreciable	●	black start	⚡⚡⚡
	CO	0,14-0,82	●	<b>Aspectos Desfavorables</b>	
Disponibilidad %:		90-98	Armónicos	◆◆	
Tiempo arranque (s):		60	flicker	◆	
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):		0,025-0,065	Comentarios: Esta tecnología tiene poca eficiencia y todavía se encuentra en desarrollo.		
Coste Inversión (€/kW):		700-1.000			
O&M (cent/kWh):		0,5 – 1			
LEC (cent/kWh) <sup>ii</sup> :		8,6 (6,0-12,5)			
LEC (pts/kWh) <sup>ii</sup> :		14,3 (10,0-20,7)			

i: Los nuevos tipos de inversores tienden a minimizar este problema.

ii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

● : Peor que un ciclo combinado de gas

● : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas

○ : Mejor que un ciclo combinado de gas

\*\*\*

\*\*

◆

◆◆

◆◆◆

: Muy buena

: Buena

: Normal

: Malo

: Muy malo

### 3.2.1.3 Ciclos combinados

Los ciclos combinados integran una o varias turbinas con un ciclo de vapor de agua. El calor recuperado en las turbinas es utilizado dentro del ciclo de vapor aumentando notablemente la eficiencia. Actualmente esta tecnología sólo se emplea en sistema de GD para cogeneración de dimensiones grandes debido a su alta eficiencia y su bajo coste de instalación y generación.

Se define ciclo combinado al acoplamiento de dos ciclos termodinámicos distintos, uno opera a alta temperatura y el otro a baja temperatura. El calor residual del ciclo de alta temperatura se usa como aporte calorífico para el proceso de baja temperatura. El más usual es un ciclo gas-vapor. Los fluidos empleados son aire y agua debido a su abundancia, reposición y relativo fácil manejo (caso del aire).

Esta tecnología presenta muchas similitudes con las grandes centrales generadoras. No tiene problemas con los armónicos ni flicker, y al igual que éstas, pueden ser programadas y pueden actuar en modo isla.

A continuación un cuadro resumen de características [13]:

Tabla 3.6. Características y propiedades de los ciclos combinados

Ciclos combinados			
Característica		Aspectos Favorables	
Combustible:	Principalmente gas natural.	Cogeneración	**
Tamaño (MW):	> 20	Despacho	***
Eficiencia %:	40-60	Func. en isla	***
Emisiones (kg/MWh) <sup>i</sup> :	CO <sub>2</sub>	Seg. demanda	***
	NO <sub>x</sub>	Servicios comp.	***
	SO <sub>x</sub>	black start	***
	CO	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	***
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):		flicker	***
Coste Inversión (€/kW):	350-700	Comentarios: Es una tecnología de generación madura.	
O&M (cent/kWh):	0,2-0,5		
LEC (cent/kWh) <sup>ii</sup> :	4,7 (2,9-6,4)		
LEC (pts/kWh) <sup>ii</sup> :	7,8 (4,8-10,6)		

i: No se ha incorporado los símbolos de emisiones ya que esta tecnología es la que se ha considerado como la referencia para comparar las otras tecnologías.

ii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

\*\*\*: Muy buena

\*\*: Buena

+: Normal

0: Mala

---: Muy mala

### 3.2.1.4 Motores alternativos o de combustión interna

Son la tecnología más extendida con un amplio rango de potencias. Su principal uso es como apoyo en caso de que en la red se produzca un cero de tensión.

Su principal ventaja es su rápida respuesta y su principal desventaja es la elevada contaminación acústica que provocan y su elevado coste de mantenimiento. Se alimenta de gas natural o diesel.

A continuación un cuadro resumen de las características de esta tecnología [13]:

Tabla 3.7. Características y propiedades de los motores alternativos

Motores alternativos			
Característica		Aspectos Favorables	
Combustible:	Diesel, Gas natural y fuel oil	Cogeneración	**
Tamaño (MW):	0,05-5	Despacho	***
Eficiencia (PCT) %:	30-45	Func. en isla	***
Emisiones (kg/MWh):	CO <sub>2</sub>	Seg. demanda	***
	NO <sub>x</sub>	Servicios comp.	***
	SO <sub>x</sub>	black start	***
	CO	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:	90-95	Armónicos	**
Tiempo arranque (s):	10	Flicker	**
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):	0,003-0,03	Comentarios: Este tipo de tecnología tiene niveles altos de emisiones y de ruido. Es una tecnología madura.	
Coste Inversión (€/kW):	350-550		
O&M (cent/kWh):	1-1,5		
LEC (cent/kWh) <sup>i</sup> :	10,3 (4,7-19,1)		
LEC (pts/kWh) <sup>i</sup> :	17,1 (7,7-31,8)		

i: PCT (Poder Calorífico Inferior): Energía calorífica desprendida en la combustión sin incluir el calor de condensación del vapor de agua generado en la combustión y que se arroja a la atmósfera por el conducto de evacuación de gases.

ii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

● : Peor que un ciclo combinado de gas

○ : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas

○ : Mejor que un ciclo combinado de gas

\*\*\* : Muy buena

\*\* : Buena

0 : Normal

0 : Mala

--- : Muy mala

### 3.2.1.5 Eólica

Los sistemas eólicos usan la energía que procede del viento y la transforman en electricidad. Es una tecnología bastante madura alcanzándose eficiencias del 97% en algunos equipos eólicos. La potencia de los aerogeneradores eólicos va en la actualidad desde los 30 kW hasta los 5 MW, como por ejemplo el aerogenerador de “Gamesa” G-80-2MW o por encima el G128-4, 5 MW. En la figura siguiente se muestra un ejemplo de un aerogenerador de alta eficiencia [14].



Fig. 3.9. Aerogenerador G128

La tendencia actual en esta tecnología es usar generadores asíncronos controlados por generadores de pulsos. Esto permite regular la tensión de salida modificando el consumo o generación de potencia reactiva. La principal desventaja de esta tecnología, además de la dificultad de prever la potencia generada, es que el paso de las palas cerca del poste donde está el generador produce el fenómeno de flicker.

A continuación un cuadro resumen de las características de esta tecnología [13]:

Tabla 3.8. Características y propiedades de los sistema eólicos

Eólica			
Característica		Aspectos Favorables	
Energía primaria:	viento	Cogeneración	♦♦♦
Tamaño (MW):	> 5	Despacho	♦♦♦
Eficiencia %:	15-30	Func. en isla	♦♦♦
Emisiones (kg/MWh):	CO <sub>2</sub> 0	Seg. demanda	♦♦♦
	NO <sub>x</sub> 0	Servicios comp.	♦♦
	SO <sub>x</sub> 0	black start	♦♦♦
	CO 0	Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):	2.000-2.500	Armónicos	♦♦
Superficie de barrido (m <sup>2</sup> /kW):	1,9-2,6	flicker	♦♦
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):	60-330	Comentarios: Las nuevas tecnologías de generación eólica tratan de minimizar algunos de los aspectos desfavorables. Esta tecnología ha alcanzado un nivel de madurez importante pero todavía se puede desarrollar más.	
Coste Inversión (€/kW):	750-1.500		
O&M (cent/kWh):	1,5-2		
LEC (cent/kWh) <sup>ii</sup> :	5,8 (3,6-8,5)		
LEC (pts/kWh) <sup>iii</sup> :	9,6 (6,0-14,2)		

i: El tamaño se refiere a parques eólicos y no a aerogeneradores individuales.

ii: Incluye el área de toda la instalación. Fuente: (Eberhard, et al., 2000).

iii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

● : Peor que un ciclo combinado de gas

● : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas

○ : Mejor que un ciclo combinado de gas

♦♦♦ : Muy buena

♦♦ : Buena

♦ : Normal

♦♦ : Malo

♦♦♦ : Muy malo



### 3.2.1.6 Energía solar

#### I. Solar PV

Es la tecnología que convierte la energía solar en electricidad. Posee un rendimiento energético en la actualidad como máximo de un 25% pudiéndose encontrar en sistemas como los siguientes:

- Células Saturno de 150 $\mu$ m BSF de Aluminio con una eficiencia de célula mayor al 18 % [15].
- Recientemente la compañía Sun-Power ha anunciado la introducción de una célula de c-Si, sin rejilla de contacto frontal, la que tendría una eficiencia del 20 % (máximo teórico aproximado del 25 %) [16].

Esta tecnología puede funcionar de manera aislada a la red siendo necesario acumuladores y reguladores de carga, conectada a la red mediante un inversor y con ausencia de acumuladores disminuyendo el coste o mediante funcionamiento híbrido con otra tecnología (por ejemplo la eólica).

Es una tecnología con un coste elevado pero sin consumo de combustible. Sus ventajas son que no necesitan mantenimiento específico y que pueden alimentar unidades alejadas de las redes de distribución. Por el contrario, sus desventajas son una elevada presencia de armónicos que introducen a la red si están conectadas a ella y flicker.

A continuación un cuadro resumen de las características de esta tecnología [13]:

Tabla 3.9. Características y propiedades de la energía PV

Solar Fotovoltaica				
Característica			Aspectos Favorables	
Energía primaria:	radiación solar		Cogeneración	♦♦♦
Tamaño (kW):	1-500		Despacho	♦♦♦
Eficiencia %:	10-20		Func. en isla	♦♦♦
Emisiones (kg/MWh):	CO <sub>2</sub>	0	Seg. demanda	♦♦♦
	NO <sub>x</sub>	0	Servicios comp.	♦♦♦
	SO <sub>x</sub>	0	black start	♦♦♦
	CO	0	Aspectos Desfavorables	
Horas equivalentes (h):	1.100-1.500		Armónicos	♦♦
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):	7,5-20		flicker	♦♦
Coste Inversión (€/kW):	5.000-7.000		Comentarios: Algunos de estos aspectos se pueden mejorar si se combinan con sistemas de almacenamiento. Es una tecnología todavía en desarrollo.	
O&M (€/año):	40-50			
LEC (cent/kWh) <sup>1</sup> :	37,4 (26,9-51,7)			
LEC (pts/kWh) <sup>2</sup> :	62,2 (44,8-86,0)			

i: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

● : Peor que un ciclo combinado de gas  
 ● : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas  
 ○ : Mejor que un ciclo combinado de gas

♦♦♦ : Muy buena  
 ♦♦ : Buena  
 ♦ : Normal  
 ♦♦ : Male  
 ♦♦♦ : Muy male

La energía PV se emplea en diferentes configuraciones, pudiéndose integrar en sistemas conectados a la red eléctrica suministrando potencia o formando sistemas aislados de la red alimentándolos. A su vez, se puede montar en diferentes superficies integrándose en la estructura del edificio o bien siendo colocados en el terreno. A continuación detallaremos algún ejemplo de centrales solares PV:



- **Sistemas aislados:** Son sistemas que se utilizan para alimentar edificios o estructuras en lugares de difícil acceso de la red o bien por generar nuestra propia electricidad.

A ser posible se complementa con aerogeneradores eólicos, disminuyendo los costes de la instalación PV y aumentando la autonomía de la instalación ya que contaríamos con otra energía renovable.

Por ejemplo se pueden usar en refugios de montaña, para alimentar bombas de agua, instalaciones situadas en el campo, sistemas de iluminación y balizamiento en carreteras etc. A continuación mostraremos un ejemplo de sistema aislado en Ruanda y el esquema de un sistema aislado de la red [17].



Fig. 3.10. Sistema aislado de red en Ruanda



Fig. 3.11. Esquema sistema aislado integrado en una casa

- **Sistemas conectados a la red:** esta aplicación consiste en generar energía con paneles fotovoltaicos e inyectarla directamente en la red de distribución.

El tamaño de estas centrales puede ir desde los 5 kW, integrándolas en fachadas y tejados de edificios, hasta plantas de MW de potencia ocupando una gran superficie como la central de Olmedilla de Alarcón, que con 60 MW, es la central PV más grande actualmente.



Fig. 3.12. Central solar Olmedilla de Alarcón [18]

## II. Energía solar térmica

Es otro tipo de modo de transformar la energía solar en electricidad. Constituye la principal energía renovable solar en nuestro país en términos de potencia instalada y en previsión de crecimiento a corto y medio plazo.

El concepto básico de esta tecnología es que mediante el calor producido por la concentración de radiación solar en un punto, se calienta un fluido el cual produce vapor, que es usado en una turbina para producir electricidad. El fluido suelen ser sales fundidas ya que permiten alcanzar temperaturas mayores durante la operación.

Existen principalmente tres esquemas para conseguir generación eléctrica mediante la energía solar térmica:

- ***Colectores cilíndrico-parabólicos***

Se emplean espejos cilíndrico-parabólicos para concentrar la radiación en un tubo localizado a lo largo del foco del colector. El tubo contiene un líquido que se puede calentar a temperaturas cercanas a  $400^{\circ}\text{C}$ .

El fluido calentado se lleva a unos intercambiadores de calor para producir vapor y operar la turbina. Normalmente a estos sistemas se les dota de un sistema capaz de hacer que la planta pueda seguir la trayectoria solar mejorando así su eficiencia. A continuación se muestra un sistema cilíndrico-parabólico integrado en una central solar térmica [19].



Fig. 3.13. Sistema cilíndrico-parabólico

- **Torre central o heliostatos**

En este sistema se emplean una gran cantidad de espejos planos denominados heliostatos, para concentrar la radiación solar en un receptor central localizado en la parte superior de una torre.

Para el almacenamiento del líquido se suele usar dos tanques, en uno el líquido se almacena a unos  $300^{\circ}\text{C}$  y se bombea al receptor central donde aumenta su temperatura debido a la radiación solar que proyectan los paneles exteriores. De ahí se bombea al otro tanque donde se almacena para su posterior producción de vapor. A continuación se muestra un esquema general de una central solar termina con torre central [20].

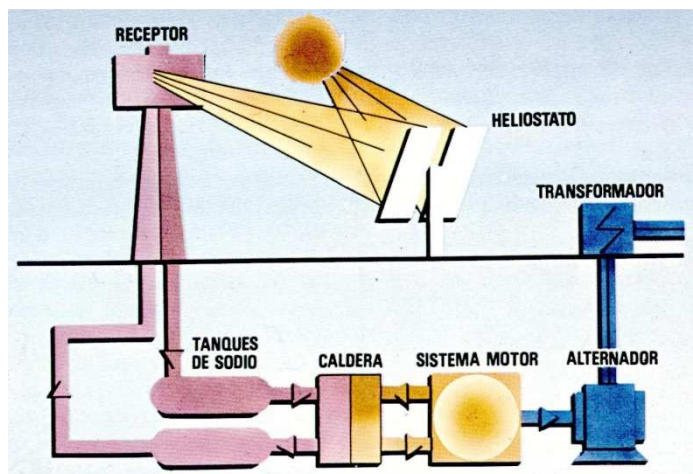


Fig. 3.14. Esquema central solar con heliostatos

- **Discos parabólicos**

Se emplean discos parabólicos para concentra la radiación solar en un receptor colocado en el foco del espejo. El sistema de discos parabólicos es uno de los sistemas que mayor radiación puede alcanzar debido a su sección parabólica en dos dimensiones. Esto permite elevar a una mayor temperatura el fluido con el consiguiente aumento de la eficiencia. En la siguiente figura se observa una central solar con disco parabólico [21].



Fig. 3.15. Disco parabólico

A continuación un cuadro resumen de las características de esta tecnología [13]:

Tabla 3 10. Características y propiedades energía solar térmica

Solar Térmica			
Característica		Aspectos Favorables	
Energía primaria:	radiación solar	Cogeneración	♦♦
Tamaño (MW):	5-100	Despacho	♦♦
Eficiencia %:	10-20	Func. en isla	♦♦
Emisiones (kg/MWh):	CO <sub>2</sub>	0	○
	NO <sub>x</sub>	0	○
	SO <sub>x</sub>	0	○
	CO	0	○
		Seg. Demanda	♦♦
		Servicios comp.	♦♦
		black start	♦
Aspectos Desfavorables			
Horas equivalentes (h):	2.000-2.500	Armónicos	♦♦
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):	7,5-15	flicker	♦♦
Coste Inversión (€/kW):	2.500-3.800	Comentarios: Es una tecnología todavía en fase de experimentación. Requiere grandes extensiones de terreno para instalar los espejos.	
O&M (cent/kWh):	2		
LEC (cent/kWh):	13,2 (9,6-17,7)		
LEC (pts/kWh):	22,0 (16,0-29,5)		

i: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

- : Peor que un ciclo combinado de gas
- : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas
- : Mejor que un ciclo combinado de gas
- ♦♦♦ : Muy buena
- ♦♦ : Buena
- ♦ : Normal
- ♦♦ : Malo
- ♦♦♦ : Muy malo

### 3.2.1.7 Pilas de combustible

Son dispositivos capaces de transformar reacciones químicas en electricidad. Se basan en una reacción en la a partir de Oxígeno e Hidrógeno se puede conseguir agua, calor y electricidad. Su funcionamiento es similar al de una pila convencional con dos electrodos y un electrolito de conducción de iones. Al ánodo llega el combustible, el hidrógeno, donde pierde un electrón. El ion  $H^+$  inicia su migración por el electrolito hasta el cátodo donde se combina con el oxígeno para formar agua y en una reacción exotérmica generar a su vez calor.

Presenta una elevada eficiencia energética (35-50%), no son contaminantes y permiten una gran seguridad en el suministro. La pila puede funcionar de manera ininterrumpida debido a que el combustible que usa se introduce desde el exterior.

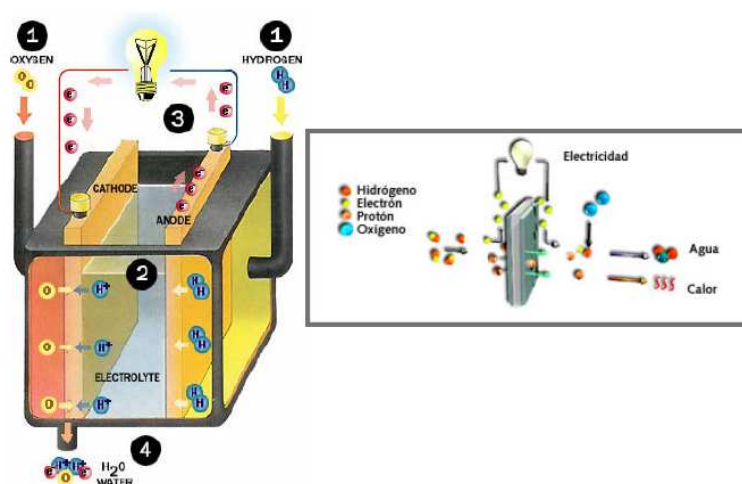


Fig. 3.16. Esquema funcionamiento pila de combustible [13]

Hoy en día el coste de una célula comercial sigue siendo elevado (hasta 3500 €/kW), por lo que serán económicamente viables a medida que la producción de hidrógeno sea más eficiente. En la tabla siguiente podemos observar las características más importantes [13]:

Tabla 3 11. Características y propiedades de pila combustible

Pilas de Combustible					
Característica			Aspectos Favorables		
Combustible:		hidrógeno, gas natural, propano		Cogeneración	*** <sup>i</sup>
Tamaño (MW):		20 kW-2 MW		Despacho	***
Eficiencia (PCI) %:		30-50		Func. en isla	**
Emisiones (kg/MWh):	CO <sub>2</sub>	360-630	●	Seg. demanda	**
	NO <sub>x</sub>	< a 0,023	○	Servicios comp.	♦♦
	SO <sub>2</sub>	0	○	black start	♦♦
	CO	0.005-0.055	●	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %:		superior al 95		Armónicos	♦♦ <sup>ii</sup>
Tiempo arranque:		3-48 h		flicker	♦
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):		0.06-0.11		Comentarios: Es la más limpia, silenciosa y eficiente de todas las tecnologías de GD no renovable. Es una tecnología en desarrollo.	
Coste Inversión (€/kW):		1.600-3.500			
O&M (cent/kWh):		1.5-2			
LEC (cent/kWh) <sup>iii</sup> :		8.5 (6.0-12.1)			
LEC (pts/kWh) <sup>iii</sup> :		14.2 (10.0-20.1)			

i: Depende del tipo de pila de combustible.

ii: Los nuevos tipos de inversores tienden a minimizar este problema.

iii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, coste de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

● : Peor que un ciclo combinado de gas

● : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas

○ : Mejor que un ciclo combinado de gas

\*\*\* : Muy buena

\*\* : Buena

\* : Normal

♦♦♦ : Muy malo

Cuando las nuevas instalaciones de GD se conectan o piden permiso para conectarse a la red de distribución existen dos puntos de vista muy importantes para que exista perfecta sinergia entre generación y distribución.

Por un lado, a la distribuidora le interesaría la existencia de un marco regulatorio con señales de localización eficientes para poder reducir las pérdidas y rentabilizar sus inversiones.

Por otro lado, a las instalaciones generadoras les interesaría una normativa clara en lo que se refiere a los criterios y ubicación en la conexión en la red, así como una regulación clara de los costes en aquellos casos en los que la conexión conlleve un refuerzo de la red.

Una vez explicado el concepto de GD, a continuación se analizarán los requisitos establecidos por el estándar americano IEEE 1547.



### 3.2.2. Estándar IEEE 1547

La información recogida en este apartado ha sido obtenida de [22].

Teniendo en cuenta el importante papel que las instalaciones de GD van a desempeñar en un futuro próximo en los sistemas eléctricos de potencia, el organismo americano “IEEE Standard Coordinating Committee 21” ha desarrollado el documento “**IEEE 1547- Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**” en el que se proporciona un estándar para la interconexión de recursos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia y los requerimientos referentes al funcionamiento, rendimiento, test, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión. Este estándar no es de obligado cumplimiento, sino que establece una serie de recomendaciones.

Dentro del estándar IEEE 1547 los criterios de conexión más destacados son:

- Regulación de tensión en el nodo de conexión.
- Tensión en la red en estado de operación normal.
- Variaciones de tensión en la red debidas a conexión/desconexión del generador.
- Funcionamiento en isla no intencionado.
- Comportamiento del generador frente a faltas en la red de distribución.
- Comportamiento del generador frente a reconexiones en la red de distribución.

En los siguientes apartados vamos a ir desarrollando cada uno de los puntos enumerados anteriormente.

#### 3.2.2.1 Regulación de tensión en el nodo de conexión

Al generador distribuido se le exige que no regule activamente la tensión en el nodo de conexión.

Una de las justificaciones de este criterio es reducir las oportunidades que tiene el generador distribuido de quedar funcionando en modo isla no intencionado. Otro argumento que apoya este criterio es que no haya interferencia con los mecanismos y equipamientos de control implementados por la distribuidora, como es el caso de de los reguladores de tensión de línea controlados por corriente.

Por otro lado, se admite que la distribuidora pueda requerir al generador que mantenga el factor de potencia medido en el punto de conexión a la red dentro de unos rangos dados para contribuir a mantener los perfiles de tensión de la red dentro de unos valores aceptables.

Generalmente, la limitación para la inyección de potencia reactiva del generador a la red se debe a la aparición de sobretensiones inadmisibles cerca del generador. Por su parte, la limitación en el consumo de potencia reactiva por parte del generador responde a la necesidad de limitar las pérdidas técnicas y las eventuales sub-tensiones en la red.

### 3.2.2.2 Tensión en la red en estado de operación normal

La presencia del generador en la red de distribución no debe hacer que los valores de tensión en los nodos de la red excedan los límites reglamentarios para ningún estado de carga de la red ni potencia inyectada por el generador. Este criterio se aplica tanto para el diseño de la conexión eléctrica del generador a la red, como para el funcionamiento de la red una vez que el generador esté conectado.

En condiciones normales, y a menos que el generador esté consumiendo una potencia significativa de potencia reactiva, las tensiones en la red aumentan en presencia de la GD. Esto hace que el caso más restrictivo para el diseño y operación sea la situación de mínima carga en la red, con el generador inyectando toda su potencia activa autorizada. En estas condiciones hay que asegurar que las tensiones en la red no sobrepasen el valor máximo admisible en la configuración de operación normal.

El rango de tensiones admisible varía en función del nivel de tensión.

### 3.2.2.3 Variaciones de tensión en la red debidas a conexión/desconexión del generador

En la conexión/desconexión del generador de la red de distribución en la configuración de operación normal, la variación de tensión en estado estacionario de los distintos nodos de la red de influencia del generador debe ser acotada, previamente a la actuación de cualquier dispositivo regulador de tensión. Una referencia de valores límite para esta tensión es de  $\pm 5\%$ . Esto se traduce en que una vez conectado el generador la tensión de los nodos no suba más de un 5%, y que una vez desconectado el hueco de tensión en los nodos de la red sea inferior al 5%.

Este criterio es una condición de diseño de la interconexión del generador con la red de distribución.

La justificación de este criterio es minimizar el impacto sobre la calidad del producto eléctrico de los clientes de la red afectada, teniendo en cuenta que la regulación automática de tensión de la red no puede existir o tener tiempos de actuación altos.

### 3.2.2.4 Funcionamiento en isla no intencionado

Ante una situación de isla no intencionada, en la que la una parte de la red de distribución queda alimentada exclusivamente por el generador, éste debe detectarla y desconectarse de la red. El estándar IEEE fija un tiempo máximo de desconexión de 2 s. Este tiempo puede llegar a ser menor en función de los requerimientos particulares de la distribuidora.

Justificación del criterio:

- La tensión y frecuencia de los clientes de la isla no intencionada no quedan bajo el control de la distribuidora, pudiendo tomar valores inadmisibles, mientras que ésta permanece como responsable del servicio eléctrico. Lo mismo vale para la calidad del producto eléctrico entregado a los clientes.
- El sistema de protecciones de la red no está diseñado para el funcionamiento en isla no intencionado, lo que compromete la integridad del equipamiento eléctrico de la distribuidora frente a faltas en la isla.
- El funcionamiento en isla no intencionado implica un riesgo de seguridad para el trabajador de la distribuidora.

- El sistema de aterramiento de la red en isla no intencionado puede provocar sobretensiones en la red de distribución en caso de fallas.

Este criterio se traduce en la necesidad por parte del generador de implementar una protección anti-isla.

### 3.2.2.5 Comportamiento del generador frente a faltas en la red de distribución

El generador debe ser capaz de detectar faltas en la red local de distribución a la cual está conectado, y debe cesar de energizar la red ante las mismas. En concreto, debe desconectarse de la red frente a faltas a las cuales el generador aporta corriente de cortocircuito, y no son despejadas por alguna protección de la red de distribución ubicada entre la falta y el generador. En los casos en que haya una protección intermedia de red entre el generador y el punto de falta, la protección del generador debe estar coordinada con la de red, actuando como respaldo de la misma.

Justificación del criterio:

- Protección del propio generador contra el cortocircuito.
- Protección del equipamiento de la red contra corrientes de cortocircuito aportadas por el generador (por ejemplo cables y líneas que conectan el generador a la red).
- No interferir con el adecuado funcionamiento de las protecciones de la red de distribución, en particular en el caso de redes con reconexiones.

### 3.2.2.6 Comportamiento del generador frente a reconexiones en la red de distribución

El generador distribuido debe cesar de energizar la red de distribución antes del reenganche por parte de la distribuidora. La ejecución de reenganches en redes de distribución aéreas es una práctica común, dado que la mayor parte de las faltas en dichas redes son de naturaleza transitoria.

Justificación del criterio:

- No interferir con el proceso normal de reenganche frente a faltas en los alimentadores de distribución. Si hay una falta transitoria en la red y se produce la apertura de una protección con reenganche en la red iniciándose la secuencia de reconexión, si el generador no se desconecta de la red puede continuar energizando la falta no dejando que la misma se extinga, de forma que la reconexión subsiguiente no es exitosa. Se degrada así la calidad de servicio de todos los clientes afectados en dicha red, convirtiendo una falla fugaz en un corte para dichos clientes.
- Evitar transitorios electromecánicos dañinos tanto para el generador como para el equipamiento de la red y sus clientes asociados, provocados por falta de sincronismo entre el generador distribuido y la red en el momento del reenganche. El reenganche fuera de fase puede provocar pares electromecánicos severos en el eje del generador distribuido que pueden ocasionarle unos daños sustanciales, y transitorios de sobretensión elevados en el alimentador sobre el cual se hace el reenganche fuera de fase ( $> 2$  pu). Esto puede ser causa de falta de descargadores de la red, y provocar daños eléctricos en las instalaciones de los clientes.



## 4. IMPACTOS DE LA GENERACIÓN PV EN LA RED

Los requisitos de conexión estudiados en el capítulo 3 se establecieron debido a los impactos que la generación PV ocasiona en la red y que se van a tratar en este punto.

Para el desarrollo de este apartado se comenzará analizando los impactos que genera en la red la GD en general. Una vez descritos, se cerrará este capítulo con los impactos que produce la generación PV en concreto.

### 4.1. Impactos de la GD en la red

Como ya se ha indicado anteriormente, la GD ha alterado la forma de los sistemas tradicionales en los que la energía fluía desde los centros de producción hasta los consumidores finales.

Estos cambios, provocados por la llegada de la GD, conllevan una serie de impactos que se deben fundamentalmente a la modificación que sufren los flujos de potencia.

En este apartado los aspectos más relevantes que se van a analizar son los siguientes:

- Las inversiones en la red.
- Las pérdidas.
- La calidad en el suministro.
- La seguridad del personal de mantenimiento.

#### 4.1.1. Impactos de la GD en el diseño y planificación. Inversiones en la red

Este punto es uno de los más importantes para la distribuidora y uno de los que más repercusiones están teniendo en la actualidad.

Debido al carácter dinámico de la red de distribución y al comportamiento impredecible de la misma debido a la GD instalada, la distribuidora se plantea continuamente dos aspectos fundamentales:

- Criterios técnicos de conexión a la red que debe cumplir la GD (ver apartado 3.2.2).
- Las nuevas inversiones en la red.

Cada año la compañía distribuidora se tiene que plantear la pregunta de cuánto va a crecer su demanda para realizar las inversiones necesarias de acuerdo con sus predicciones. De esta manera, puede atender el crecimiento de la demanda y garantizar el suministro incluso bajo situaciones de fallos.

El principal problema ante el que se encuentra la distribuidora en la actualidad es el de decidir entre invertir para cubrir la demanda neta (demanda bruta - GD) o cubrir la demanda bruta.

Si se opta por el primer criterio, puede darse la situación de que la instalación generadora deje de producir (avería, baja rentabilidad...) con la consiguiente sobrecarga o incluso corte del suministro al no poder satisfacer la demanda. Debido a que las compañías distribuidoras no pueden controlar las instalaciones de GD, suelen optar por la opción más conservadora y no contar con la GD a la hora de realizar sus inversiones.

#### 4.1.2. Impactos de la GD en las pérdidas

El impacto que la GD ocasiona sobre las pérdidas de la red es muy variado y depende de los siguientes factores:

- La ubicación de la GD en la red de distribución.
- La topología y estructura de la red.
- El grado de penetración de la GD en la red.
- El perfil de demanda de la red.
- El tipo de GD, ya que su producción depende de su tecnología.

##### 4.1.2.1 Ubicación de la GD en la red de distribución y la topología de la red

La razón por la que se abordan estos dos factores de forma conjunta es porque se encuentran muy unidos.

La ubicación de la GD es un punto muy importante a la hora de hablar de pérdidas debido a que éstas son menores a medida que la generación se produce más cerca de los lugares de consumo.

Además, el efecto que tienen las pérdidas también dependerá de si nos encontramos en la red de transporte, media tensión (MT) o baja tensión (BT).

En la red de transporte o alta tensión (AT), al tratarse de una red mallada, las pérdidas dependerán de la distribución de flujos en la malla.

En la redes de MT y BT, redes de distribución y de reparto respectivamente, parece obvio pensar que el efecto de las pérdidas no será el mismo si el generador se encuentra conectado cerca del alimentador que en puntos más cercanos a los consumidores finales.

##### 4.1.2.2 Grado de penetración en la red

Si se aproxima matemáticamente el grado de penetración con las pérdidas se obtienen curvas tipo "U". Esto quiere decir que en redes sin generación, la conexión de la GD implica una disminución de las pérdidas. Sin embargo, si aumentamos demasiado la producción puede llegar un punto en el que aumenten las pérdidas debido a un exceso de generación.

Esto último ha ocurrido por ejemplo en la generación eólica, donde debido a la gran producción de energía, el flujo se ha invertido y se llega a inyectar a la red de transporte, aumentando de este modo las pérdidas de la red de distribución.

#### 4.1.2.3 Perfil de la demanda y de la producción de la generación

Tal y como se ha indicado en el apartado anterior, la penetración de la GD da como resultado curvas tipo “U” en las pérdidas. Sin embargo, la forma de este tipo de curvas depende del tipo de perfil de la producción en comparación con el tipo de perfil de la demanda. Las pérdidas menores vendrán asociadas a perfiles de generación que se adapten mejor a los perfiles de demanda.

En la Fig. 4.1 se muestra un ejemplo de curva tipo “U”.

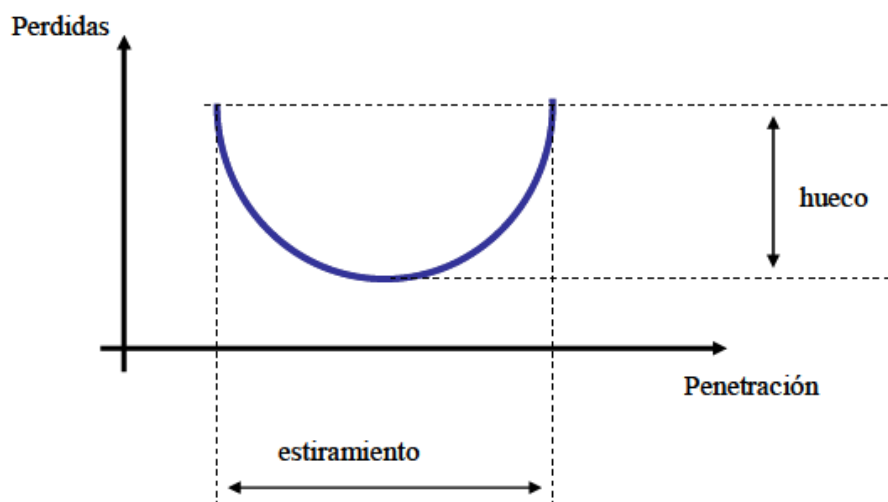


Fig. 4.1. Curva tipo “U” de pérdidas frente a penetración de la GD [13]

Según se indica en la gráfica de la Fig. 4.1, las dos características más importantes de las curvas tipo “U” son el estiramiento y el hueco.

El **estiramiento** da información sobre el índice de penetración en la red antes de que se vuelva a producir un incremento en las pérdidas.

El **hueco** es una medida de una reducción de las pérdidas que puede provocar una tecnología en la red a la que se conecta.

En la Fig. 4.2 se muestra una gráfica sobre el impacto de tecnologías como la cogeneración PV, eólica y generación con producción en base.

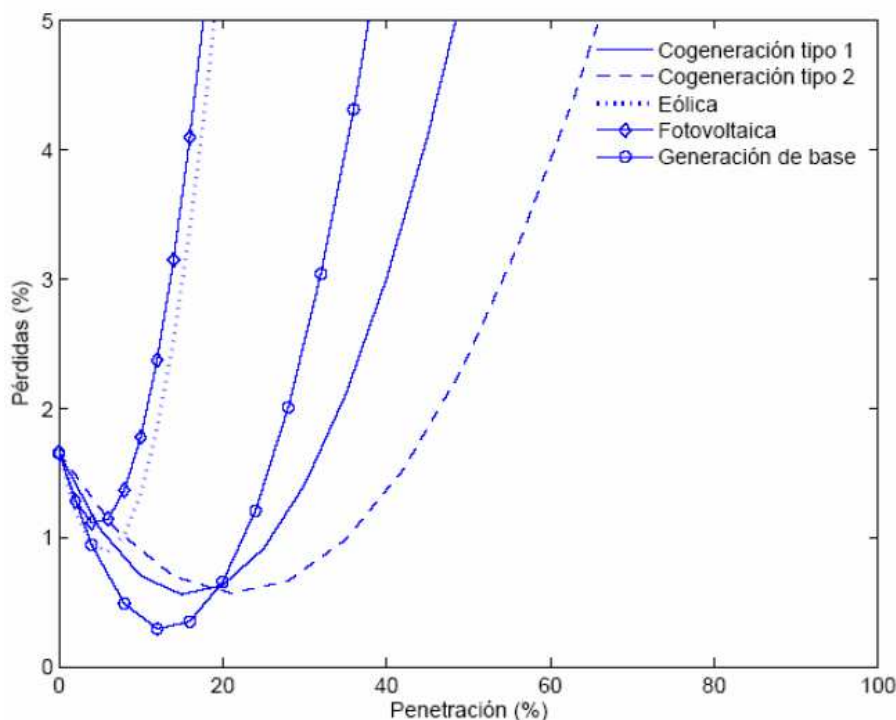


Fig. 4.2. Curvas Tipo "U". Pérdidas en función de la penetración según la tecnología [13]

En la gráfica anterior, el concepto de penetración viene definido por la siguiente ecuación:

$$\text{Penetración (\%)} = \frac{\text{Potencia Instalada de GD}}{\text{Potencia contratada en el alimentador}} \cdot 100 \quad (4.1)$$

Además, se ha distinguido entre cogeneración tipo 1 y cogeneración tipo 2. La tipo 1 es aquella que ajusta su producción al modelo de demanda tradicional con picos durante la mañana y la tarde, mientras que la tipo 2 presenta puntas de producción nocturna.

Analizando el estiramiento, nos damos cuenta de que la tecnología con mayor capacidad de crecimiento sin producir incrementos en las pérdidas para niveles altos de producción es la cogeneración, seguida de la producción base, la eólica y la PV, en este orden.

En cuanto al hueco, la tecnología que reduce en mayor medida las pérdidas es la de producción constante, seguida de la cogeneración, la eólica y la PV.

#### 4.1.3. Impactos de la GD en la calidad del servicio

En general, se afirma que la red de transporte es la encargada de garantizar la estabilidad y seguridad del sistema, mientras que la red de distribución se encarga de asegurar la calidad de servicio que reciben los clientes.

La red de distribución, al estar menos mallada que la red de transportes, y al tener conectados un gran número de clientes a ella, es la responsable de más del 90 % de los cortes que experimentan los clientes o consumidores finales [13].

Desde el punto de vista eléctrico, la **calidad del servicio** es el conjunto de características técnicas y comerciales exigibles inherentes al suministro eléctrico, cuya existencia condiciona el cumplimiento de la obligación contractual y las exigencias reglamentarias aplicables. La calidad del servicio engloba tanto la calidad comercial o de atención al cliente como la calidad técnica de suministro.

La **calidad comercial** es la calidad que recibe el cliente en la relación con la compañía eléctrica. Este tipo de calidad no está relacionada con ninguno de los aspectos técnicos del suministro, sino con la relación que existe entre la compañía distribuidora y el cliente. Está basada en el conjunto de actividades de asesoramiento, comunicación, contratación y reclamación. Como es obvio, la influencia de la GD en este tipo de calidad es nula.

Por este motivo, en este apartado se va a estudiar la influencia que tiene la GD en la **calidad técnica del suministro**, que a su vez se puede dividir en calidad de producto y calidad de continuidad de servicio.

##### 4.1.3.1 Calidad de producto

El producto que reciben los clientes es la onda de tensión, y por esta razón, la calidad del producto la conforman todas aquellas perturbaciones que influyen en las características fundamentales de la onda de tensión:

- Frecuencia.
- Amplitud.
- Forma de onda.
- Simetría del sistema eléctrico.

Las perturbaciones más características que se enmarcan dentro de la calidad del suministro son:

- Variaciones de frecuencia.
- Armónicos.
- Flicker.
- Fluctuaciones de tensión.
- Huecos e interrupciones breves.
- Impulsos y sobretensiones transitorias.
- Desequilibrios y asimetrías.

En la Fig. 4.3 y la Tabla 4.1 se presentan un esquema resumen con las perturbaciones anteriormente enumeradas:

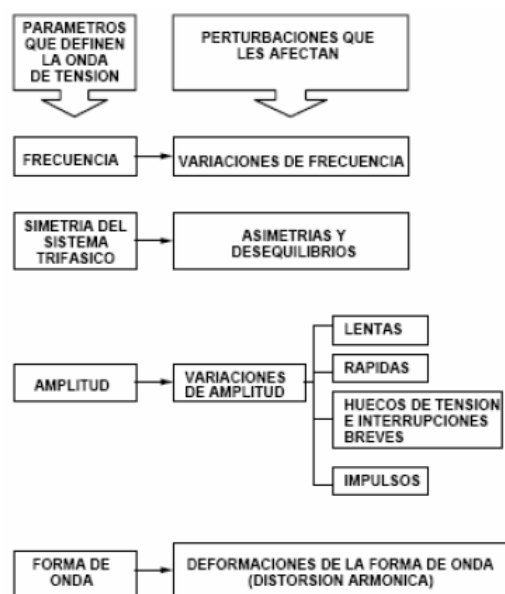


Fig. 4.3. Perturbaciones de la calidad del producto [13]

Tabla 4.1. Perturbaciones de la onda de tensión [13]

Características de la onda de tensión	Perturbaciones correspondientes a alteraciones de las características	
	Denominación	Descripción
Frecuencia	Variaciones de frecuencia	Variaciones de la frecuencia respecto a la nominal de 50 Hz.
Amplitud	Variaciones lentas de tensión	Variaciones de la tensión de servicio respecto a la tensión nominal, durante un tiempo superior a 10 s.
	Variaciones rápidas de tensión	Variaciones del valor eficaz de la tensión (hasta el 10%) entre dos niveles contiguos, manteniéndose cada uno de ellos durante un tiempo superior a 30 ms. Aparecen, tanto de manera esporádica como repetitiva y de forma regular (almenas rectangulares de amplitudes iguales) o no. Un caso particular de las variaciones repetitivas es el que origina el fenómeno del flicker.
	Huecos de tensión e interrupciones breves	Bajadas bruscas entre el (10% y el 100%) del valor eficaz de la tensión, seguidas de un restablecimiento después de un lapso de tiempo comprendido entre 10 ms y algunos $\mu$ s.
	Impulsos de tensión	Variaciones bruscas del valor instantáneo de la tensión, de magnitudes que pueden llegar a ser varias veces la de la tensión nominal, con duración comprendida entre algunos $\mu$ s y pocos ms.
Forma de onda	Distorsión armónica	Deformación de la onda sinusoidal que puede ser descompuesta en ondas sinusoidales, una de ellas de 50 Hz (componente fundamental) y otras de frecuencias armónicas (múltiplos de 50 Hz).
Simetría del sistema trifásico	Desequilibrios y Asimetrías	Desigualdades de módulos en las fases y/o de sus desfases relativos en el sistema trifásico considerado.

El impacto de la GD más importante se debe a los huecos de tensión que puede haber en la red. El resto de impactos no presentan grandes inconvenientes que no hayan introducido ya otro tipo de conexiones a la red como cargas industriales, sistemas de transporte (metro), rectificadores, etc.

Por lo que respecta a las fluctuaciones lentas de tensión, para analizar sus impactos más importantes, es necesario distinguir entre tres zonas bien diferenciadas en las que la tensión se comporta de manera diferente: AT, MT y BT.

En líneas generales los niveles de tensión de la red de AT gozan de buena salud y se encuentran dentro de los límites exigidos por la calidad del producto, ya que la salud de las tensiones de la red de reparto no dependen tanto de la reactiva generada por la GD.

En MT y BT la estructura de la red es completamente diferente a las redes de transporte al ser redes radiales y no malladas o cuasi malladas. El impacto que tiene la GD en este tipo de redes depende del grado de penetración en la red y del tipo de generación, ya que cada una de ellas presenta características diferentes. En estos casos, la reactiva carece a penas de importancia, siendo la producción de activa la que consiga aumentar los niveles de tensión. El hecho de que la GD pueda producir o consumir reactiva depende del tipo de generador (síncrono, asíncrono o inversores) y de las señales económicas que le incentiven en una dirección u otra (producción o consumo de reactiva). Sin embargo, el mayor problema lo encontramos en la producción de activa que es lo que hace variar los niveles de tensión de la red. Este hecho deja a la distribuidora en una situación muy delicada, ya que se encuentra con clientes de MT y BT que reciben una tensión sobre la cual la distribuidora no tiene el 100% del control pero si el 100% de la responsabilidad.

#### **4.1.3.2 Continuidad de suministro**

La continuidad de suministro es lo que se denomina como fiabilidad de la red de distribución. A este punto pertenecen las interrupciones largas o permanentes (en España aquellas con un corte superior a los 3 minutos).

El impacto que tiene la GD en la continuidad del suministro se debe principalmente a la posibilidad que podría tener la GD de funcionar en modo isla mejorando así la continuidad de suministro de los consumidores.

El funcionamiento en modo isla es un aspecto importantísimo y que puede condicionar el futuro de la distribución.

A día de hoy esta posibilidad no se contempla regulatoriamente y la compañía distribuidora tampoco puede fomentar estos fenómenos. Esto es debido a que la distribuidora es la responsable de garantizar la calidad del suministro, y con un generador funcionando en modo isla, es casi imposible para el distribuidor garantizar unos niveles de calidad al estar estos fuera de su control.

Por otro lado, la red y los pequeños generadores no están preparados técnicamente al estar pendientes por desarrollar los siguientes puntos:

- Aumentar los mecanismos de control y monitorización de los generadores conectados a la red.
- Instalación de mayor número de elementos de control de tensión y de reactiva.
- Atendiendo a la capacidad de control de cada generador y distribuidor, adaptar cada red y dotarla de nuevas herramientas para optimizar la operación.
- Habrá que adaptar la red para que sea más flexible y que la GD pueda participar para resolver las restricciones técnicas.
- Habrá que desarrollar nuevas normas que desarrollen e incentiven este nuevo concepto de red con una correcta asignación de coste y total transparencia en el cálculo de los mismos.

Otro de los problemas existente se basa en que en la mayoría de las redes de transporte, MT y BT, la demanda es mayor que la generación instalada, hecho que hace imposible la operación en isla a no ser que la isla se cree con un demanda menor a la que haya conectada en la red.

Si se mira hacia el futuro, cada vez emerge con mayor fuerza el concepto del Operador del Sistema de Distribución (Distribution System Operator-DSO), que puede ser o no el propietario de las redes de distribución análogamente a lo que ocurre en la red de transporte.

Para ello sería necesario sistemas de comunicación y de control más potentes ya que el número de instalaciones es mucho mayor que el de la red de transporte.

En la Fig. 4.4 se muestra un esquema de cómo podría ser un futuro sistema de redes activas.

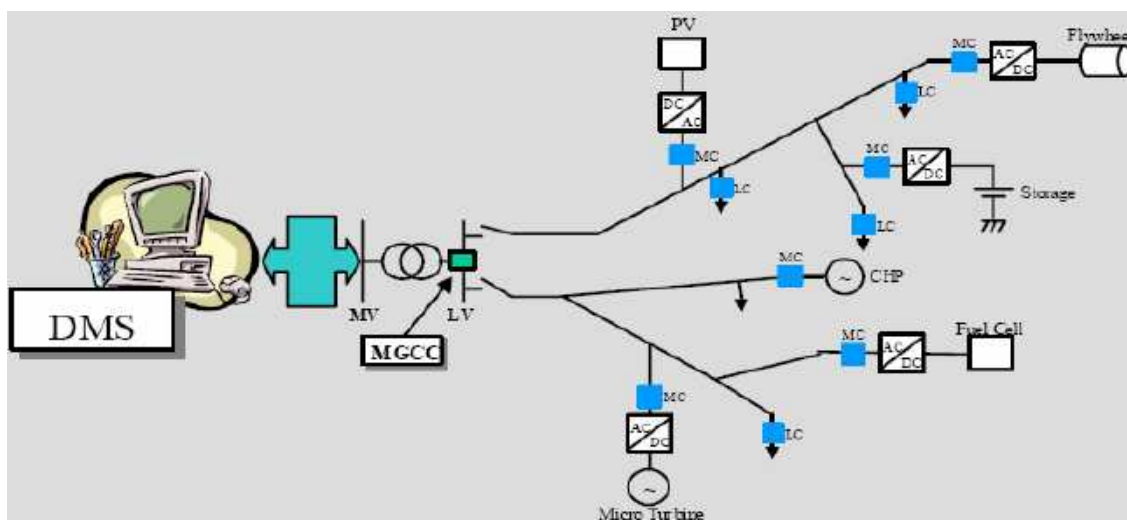


Fig. 4.4. Esquema de futuro sistema con redes activas [13]

Donde: DMS (Distribution Management System), es el centro de control de distribución; MGCC (Micro Grid Central Controller), es el micro que recibe las comunicaciones de los controladores de las cargas y otros elementos; LC (Load Controller), es el sistema de control de las cargas; MC (Microsource Controller), es el sistema de control para otro tipo de elementos como generadores, electrónica de potencia, etc.



#### 4.1.4. Impactos de la GD en la seguridad del personal de mantenimiento

Todos los años en las instalaciones se realizan operaciones de mantenimiento de cara a aumentar la vida útil de los equipos, la fiabilidad y la rentabilidad de las inversiones realizadas.

A la hora de realizar los trabajos de mantenimiento se realizan principalmente dos operaciones de red que permiten que se lleven a cabo los mismos:

- Los descargos se ejecutan para trabajos en los que es necesaria la ausencia de tensión para poder realizarlos.
- Los regímenes especiales se planifican para aquellos trabajos que pueden realizarse con tensión en la red.

La repercusión que tiene la GD en la seguridad de los empleados encargados del mantenimiento de las líneas o subestaciones se debe al cambio que ha supuesto ésta en la estructura del sistema eléctrico. En el pasado, según la estructura tradicional de las redes, la generación se encontraba conectada a redes de muy alta tensión, por lo que la desconexión de la alimentación de la cabecera de una línea de MT daba muchas garantías de la no existencia de tensión en el resto de la línea de MT. Este mismo razonamiento se puede seguir para distintos niveles de tensión.

##### 4.1.4.1 Cinco reglas de oro

En las compañías de distribución existen las cinco reglas de oro para maximizar la seguridad de las personas que están realizando un descargo y que se enumeran a continuación:

1. Abrir con corte visible o efectivo todas las fuentes de tensión mediante interruptores o seccionadores que aseguren la imposibilidad de su cierre intempestivo.
2. Enclavamiento o bloqueo, si es posible, de los aparatos de corte y señalización.
3. Reconocimiento de ausencia de tensión.
4. Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión.
5. Colocar las señales de seguridad adecuadas para delimitar la zona de trabajo.

Con la GD, la situación crítica se produce entre la regla 2 y 4, siendo de vital importancia comprobar la ausencia de tensión al poder existir tensión de retorno desde aguas abajo.

Hoy en día es relativamente frecuente encontrarse con tensión de retorno al abrir el interruptor de cabecera de una línea de 15 KV si algún generador se ha quedado funcionando en modo isla.

Una posible solución para situaciones como ésta sería la disponibilidad de teledisparo en aquellas instalaciones generadoras conectadas a red, o bien, como en el caso de las instalaciones PV, conectadas a BT, que las instalaciones generadoras tengan dispositivos de desconexión de la red cuando detectan ausencia de tensión.

En la siguiente figura se muestra un esquema con las cinco reglas de oro:

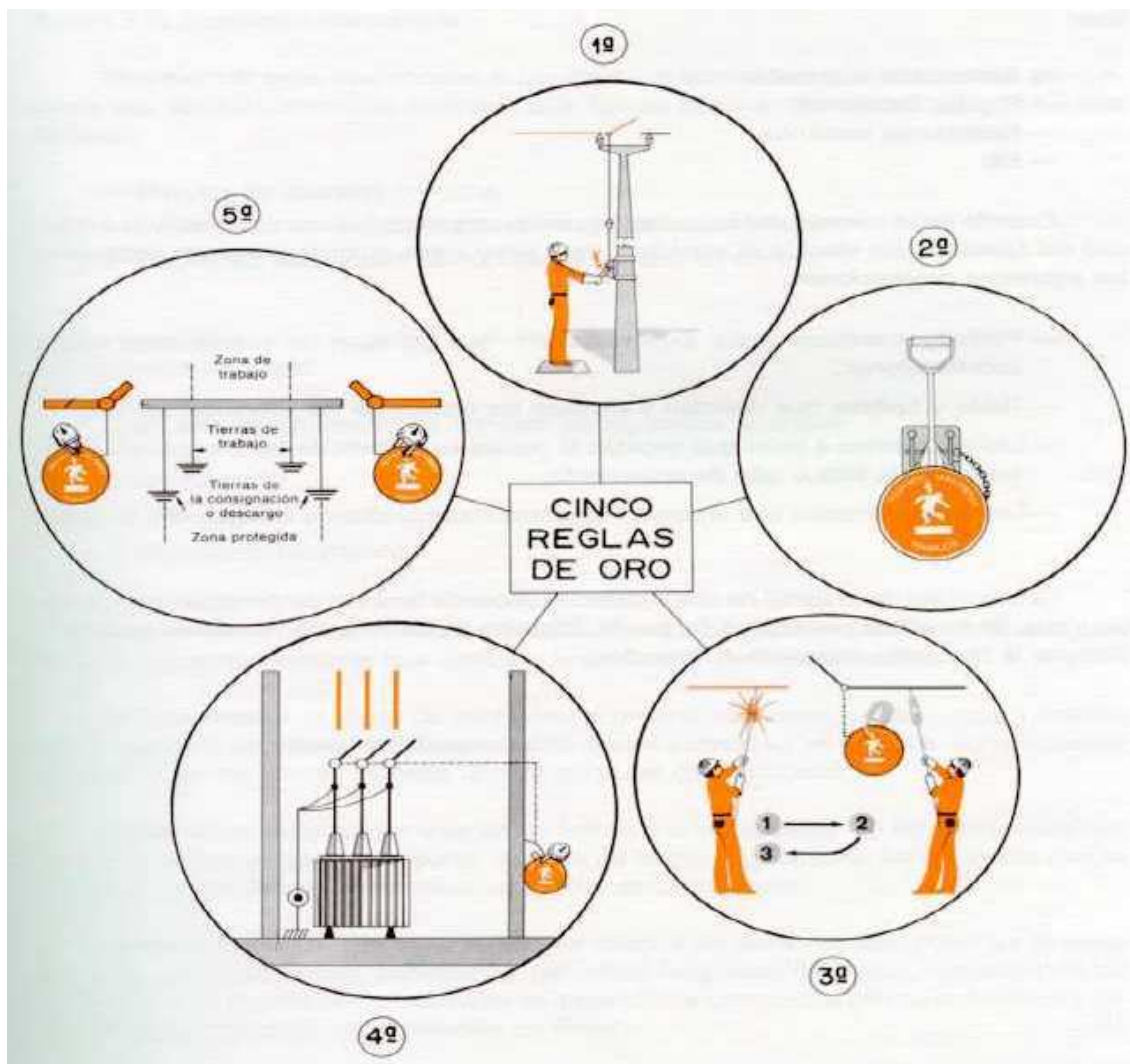


Fig. 4.5. Cinco reglas de oro [13]

## 4.2. Impactos de la generación PV en la red

Después de haber analizado los impactos que genera la GD en la red, este apartado se centra en el caso de la generación PV.

En el sector PV, actualmente los sistemas conectados a red están convirtiéndose en una tecnología estándar para generar energía eléctrica en los países desarrollados. Comenzando como instalaciones de CC descentralizadas y aisladas de la red hace algunos años, los módulos PV combinados con inversores constituyen en el día de hoy una de las tecnologías maduras de generación eléctrica en un entorno futuro de GD a gran escala.

Es en este contexto de cómo puede verse afectada la calidad de suministro eléctrico de la red eléctrica por centrales de origen renovable, y en particular de energía solar PV, se van a analizar una serie de parámetros de calidad de suministro eléctrico en el punto de conexión a la red: variaciones de tensión, huecos de tensión, intervalos de sobretensión, flicker, armónicos, desequilibrios.

### 4.2.1. Fluctuaciones de tensión, huecos de tensión, intervalos de sobretensiones e interrupciones

Las perturbaciones asociadas con la variación de la amplitud de la tensión, eran unas de las mayores fuentes de eventos de mala calidad de suministro eléctrico en emplazamientos con instalaciones PV. Estas solían provocar números huecos de tensión así como intervalos de sobretensión, y estos sucesos podían causar fallos en equipos sensibles o en instalaciones sensibles cercanas al punto de conexión de la red.

Este tipo de sucesos eran originados por un ajuste muy sensible en la protección de la planta. Como consecuencia, ante cualquier suceso menor de fluctuación de tensión, la planta era desconectada de la red y posteriormente conectada. Así, la combinación de fluctuaciones provenientes de la red con las causadas por la planta PV y los ajustes de protección severos causaban este tipo de efectos.

Con el cambio de normativa del RD 1565/2010, en el que se obliga a las instalaciones PV a soportar huecos de tensión (ver apartados 3.1.1 y 3.1.3), este tipo de perturbaciones se han disminuido.

### 4.2.2. Armónicos

A pesar de que muchos técnicos involucrados en el campo de la electricidad todavía mantienen que los inversores causan una elevada distorsión de armónicos, mediante estudios experimentales se ha demostrado que la corriente generada no afecta los armónicos individuales de tensión [23]. En el mencionado estudio se llega a la conclusión de que el generador PV no tiene un impacto significativo en el contenido de armónicos de la tensión.

El nivel de distorsión de armónicos en el punto de conexión es comparable con los niveles que pueden ser observados en las redes de distribución (predominio del 5 y 7 armónico).

Además, cuando el generador PV utiliza inversores con tecnología PWM, el contenido de armónicos de la corriente es tan pequeño que el efecto sobre la calidad de suministro puede ser excluido.

#### 4.2.3. Flicker

Se entiende por flicker las molestias causadas en el ojo humano debido al cambio de brillo en tubos de descarga de iluminación (oscilaciones entre 0,5 y 30 Hz) por fluctuaciones apreciables del módulo de tensión ( $<\pm 10\%$ ) (Cíclicas o aleatorias). La severidad de este fenómeno se evalúa utilizando dos índices de flicker uno a corto y otro a largo plazo.

La Fig. 4.6 presenta la evolución de potencia generada por una parte de la planta PV a lo largo de una semana y el índice de flicker asociado.

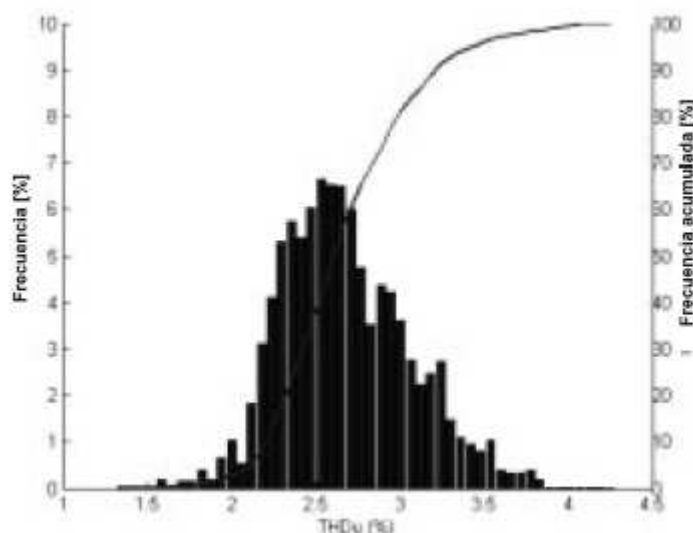


Fig. 4.6. Potencia generada e índice de Flicker [23]

En la figura anterior puede observarse como este índice de flicker permanece prácticamente invariable con el incremento de la potencia generada.

#### 4.2.4. Inyección de CC

Actualmente el nivel permitido de inyección de CC en la red de alterna varía significativamente dependiendo de la normativa considerada. Este umbral diferente fundamentalmente se debe al desconocimiento de los fenómenos asociados con este proceso.

Aunque el empleo de inversores con tecnología PWM típicamente lleva asociado la presencia de CC en la parte de alterna, empleando un transformador de aislamiento al lado del inversor, elimina la posibilidad de inyección de este tipo de corriente.

#### 4.2.5. Conclusiones

- Los generadores PV que tienen inversores con tecnología PWM inyectan corrientes armónicas a la red mínimas, siendo poco probable que afecten a la calidad de suministro. Esta conclusión se aplica incluso a generadores PV con un número importante de inversores.
- Flicker y desequilibrios de tensión son comparables a los existentes en la red eléctrica BT sin generación PV.
- La desconexión del generador PV ante un hueco de tensión no es el mejor planteamiento. Si existe una gran integración PV su desconexión puede originar problemas en el balance P-f y Q-V. Por esta razón las instalaciones PV en la actualidad tienen que ser capaces de soportar huecos de tensión sin desconectarse.
- El inversor PV juega el papel fundamental en la operación del generador PV en relación con los parámetros de calidad de suministro.

A medida que la calidad de suministro se ha convertido en un aspecto decisivo para los consumidores, las medidas que capturan la situación actual de este aspecto de las plantas PV tienen una gran importancia. No solo tienen el interés de valorar la situación calidad de suministro en un punto determinado de la red sino también tienen un gran interés para los equipos de investigación. Estas medidas son útiles para la validación de modelos útiles que permitan posteriormente mejorar los parámetros actuales de calidad de suministro.

## 5. SEGUIDOR DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA EN PANELES PV (MPPT)

Debido a la situación actual del sector PV, en el que se han reducido considerablemente las primas económicas concedidas a la generación de energía PV, el aumentar al máximo el rendimiento de las instalaciones PV se ha convertido en una prioridad para todo aquel que quiera realizar una inversión. Mediante el empleo de los algoritmos de control MPPT, se consigue obtener el máximo aprovechamiento del recurso solar en lo que a energía PV se refiere, y por este motivo, en este capítulo se realiza un estudio de los mencionados algoritmos.

Para el desarrollo de este apartado se ha elegido un sistema PV con doble etapa de conversión (ver apartado 2.2).

En este tipo de configuraciones el algoritmo de control MPPT actúa sobre un convertidor CC/CC según se muestra en el siguiente esquema:

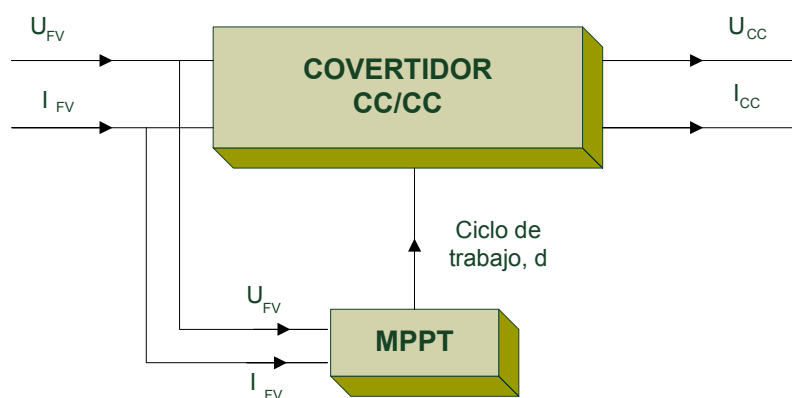


Fig. 5.1. Esquema Convertidor CC/CC con MPPT

Donde  $U_{FV}$  e  $I_{FV}$  son la tensión y la corriente procedentes del sistema PV, ya sea de su totalidad (configuración 1, ver Fig. 2.9) o de una parte de él (configuración 2, ver Fig. 2.10), y  $U_{CC}$  e  $I_{CC}$  son la tensión y la corriente que van hacia el convertidor CC/CA.

En primer lugar se realiza una revisión del funcionamiento del convertidor CC/CC elevador, obteniendo sus ecuaciones y representando las curvas características de cada elemento que lo compone.

A continuación, se profundiza en el análisis del MPPT realizando un estudio comparativo de los principales algoritmos existentes en la actualidad y eligiendo el más eficiente para su posterior implementación.

## 5.1. Convertidor CC/CC elevador

La información recogida en este apartado ha sido obtenida de [24].

El convertidor CC/CC elevador es un circuito de potencia que a partir de una señal de continua permiten obtener una nueva señal de continua regulada a un nivel de tensión superior a la de la entrada.

En la Fig. 5.2 se presenta el esquema eléctrico de un convertidor elevador:

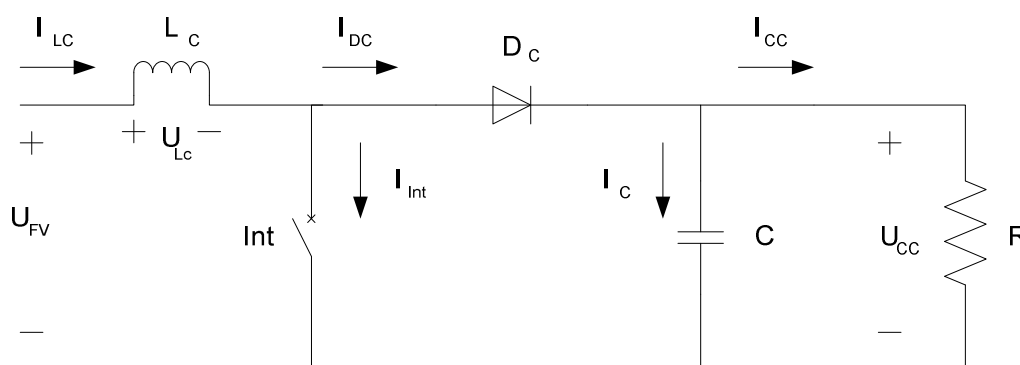


Fig. 5.2. Esquema eléctrico de convertidor CC/CC elevador

La tensión ( $U_{cc}$ ) y la corriente ( $I_{cc}$ ) a la salida del convertidor son positivas o nulas:

- $U_{cc} \geq 0$
- $I_{cc} \geq 0$

Al tratarse de un regulador conmutado, en el interruptor se distinguen dos intervalos de funcionamiento:

- Intervalo de conducción (interruptor cerrado,  $t_{ON}$ ).
- Intervalo de no conducción (interruptor abierto,  $t_{OFF}$ ).

Mediante  $d$  (ciclo de trabajo) se refleja el porcentaje de tiempo que el convertidor está aportando potencia a la carga, tal y como se muestra en la siguiente expresión:

$$d = \frac{t_{ON}}{T} \quad (5.2)$$

Donde  $T$  es el periodo de conmutación del convertidor.

Además tiene dos modos de funcionamiento:

- Modo de Conducción Continua (MCC).
- Modo de Conducción Discontinua (MCD).

En **MCC** la corriente que circula por la bobina es siempre mayor que cero ( $I_{LC} > 0$ ). Esto se debe a que el tiempo que el interruptor se encuentra abierto, es decir, en el intervalo de no conducción, es inferior al tiempo que necesita la bobina para descargarse. De esta manera, la corriente estará entre un valor máximo ( $I_{LCmax}$ ) y un mínimo ( $I_{LCmin}$ ), siendo este último valor distinto de cero. Ver Fig. 5.3.

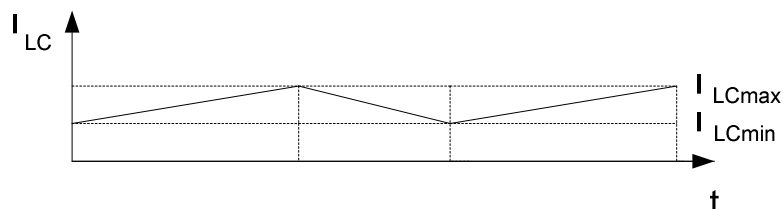


Fig. 5.3. Funcionamiento convertidor CC/CC en MCC

En el **MCD** llega un momento en el que la corriente que circula por la bobina se hace cero. Esto es debido a que el intervalo de no conducción del interruptor es mayor que el tiempo que necesita la bobina para descargarse. Ver Fig. 5.4.

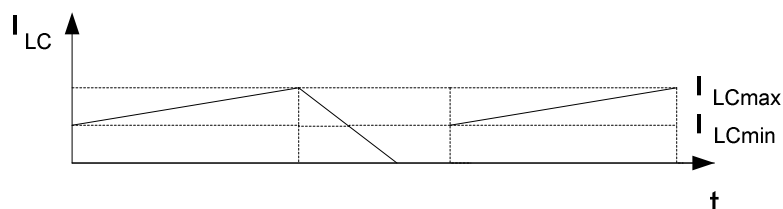


Fig. 5.4. Funcionamiento del convertidor CC/CC en MCD

Debido a la necesidad de que el convertidor esté funcionando en MCC, el  $t_{OFF}$  será un intervalo de tiempo inferior al que necesita la bobina para que su corriente sea cero.

Para asegurar que el convertidor no deja de funcionar en ningún momento en el siguiente apartado se realizarán los cálculos para el MCC.

En el análisis de este circuito se deben tener en cuenta las siguientes circunstancias:

1. La corriente en la bobina es periódica.  $I_{LC}(t) = I_{LC}(t+T)$ .
2. La tensión media aplicada en la bobina es cero.
3. La corriente media en el condensador es cero.
4. La potencia entregada por la fuente es igual a la consumida por la carga.
5. La corriente por la bobina siempre será positiva en MCC o positiva y nula en MCD.
6. El periodo de conmutación es  $T$ , estando el interruptor cerrado un tiempo  $dT$  durante el  $t_{ON}$ , y abierto un tiempo  $(1-d)T$  durante el  $t_{OFF}$ .
7. El condensador es suficientemente grande como para poder asumir tensión constante a la salida.
8. El circuito opera en régimen permanente, por lo que las tensiones y corrientes terminan en el mismo punto donde empezaron.
9. Los componentes son ideales.



### 5.1.1. Análisis del convertidor en MCC

Para analizar el comportamiento en MCC de los distintos elementos que componen el convertidor se estudian las expresiones matemáticas de cada uno de ellos para los dos intervalos de funcionamiento del interruptor ( $t_{ON}$  y  $t_{OFF}$ ). Una vez obtenidas razonadamente las expresiones matemáticas se realizará su representación gráfica.

#### 5.1.1.1 Tensión en la bobina

Durante el  $t_{ON}$  toda la tensión procedente del campo PV se aplica sobre la bobina:

(5.3)

$$U_{LC} = U_{PV}$$

Durante el  $t_{OFF}$  la tensión en los extremos de la bobina obedece a la siguiente expresión:

(5.4)

$$U_{LC} = U_{PV} - U_{CC}$$

Como la tensión media en la bobina en MCC es cero podemos plantear la siguiente ecuación:

(5.5)

$$\overline{U_{LC}} = 0 \rightarrow U_{PV} \cdot dT + (U_{PV} - U_{CC})(1 - d)T = 0$$

De donde despejando, se obtiene la relación entre las tensiones de entrada y salida del convertidor:

(5.6)

$$\left(\frac{U_{CC}}{U_{PV}}\right) = \frac{1}{1 - d} \rightarrow U_{PV} = U_{CC} \cdot (1 - d)$$

#### 5.1.1.2 Corriente en la bobina

La ecuación que rige el funcionamiento de una bobina es la siguiente:

(5.7)

$$U_{LC} = L_C \cdot \frac{dI_{LC}}{dt}$$

Integrando esta ecuación, en función del tiempo, entre 0 y  $t_{ON}$ , y desde  $I_{LC(min)}$  e  $I_{LC(max)}$ , se obtiene la siguiente expresión:

(5.8)

$$\Delta I_{LC} = I_{LC(max)} - I_{LC(min)} = \frac{1}{L_C} \int U_{LC} dt = \frac{1}{L_C} U_{PV} dT = \frac{1}{L_C} (U_{CC} - U_{PV})(1 - d)T$$

Para calcular el valor medio de la corriente que circula por la bobina se plantea el siguiente balance de potencias:

$$P_{cc} = P_{pv} \rightarrow P_{cc} = \frac{U_{cc}^2}{R}; P_{pv} = U_{pv} \cdot \overline{I_{LC}} \rightarrow \frac{U_{cc}^2}{R} = U_{pv} \cdot \overline{I_{LC}} \rightarrow \overline{I_{LC}} = U_{cc} \left( \frac{U_{cc}}{U_{pv}} \right) \frac{1}{R} \rightarrow$$

$$\rightarrow \overline{I_{LC}} = \frac{U_{cc}}{R} \frac{1}{1-d}$$

Además:

$$I_{LC(max)} = \overline{I_{LC}} + \frac{\Delta I_{LC}}{2} \quad (5.10)$$

$$I_{LC(min)} = \overline{I_{LC}} - \frac{\Delta I_{LC}}{2} \quad (5.11)$$

### 5.1.1.3 Corriente en el interruptor

Durante el  $t_{ON}$  toda la corriente de la bobina pasa por el interruptor:

$$I_{int} = I_{LC} \quad (5.12)$$

Durante el  $t_{OFF}$  por el interruptor no circula corriente:

$$I_{int} = 0 \quad (5.13)$$

### 5.1.1.4 Corriente por el diodo

Durante el  $t_{ON}$  por el diodo no circula corriente:

$$I_{DC} = 0 \quad (5.14)$$

Durante el  $t_{OFF}$  toda la corriente de la bobina circula por el diodo:

$$I_{DC} = I_{LC} \quad (5.15)$$

### 5.1.1.5 Corriente por el condensador

Para calcular la corriente que circula por el condensador se realiza un balance de corrientes:

$$I_c = I_{DC} - I_{CC} \quad (5.16)$$

### 5.1.2. Formas de onda del convertidor CC/CC elevador en MCC

En la Fig. 5.5 se representan las formas de los distintos elementos del convertidor CC/CC elevador en MCC:

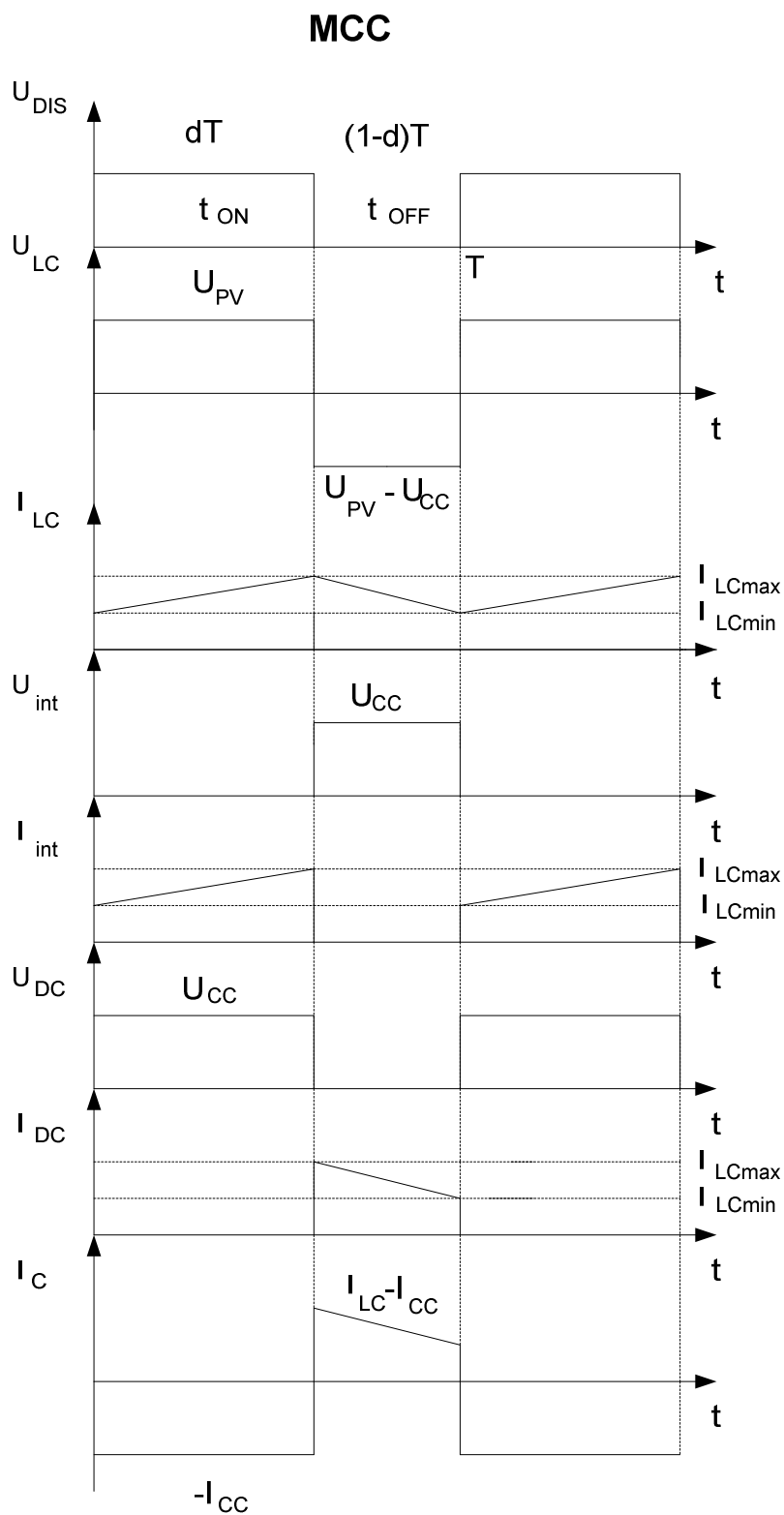


Fig. 5.5. Formas de ondas de los elementos del convertidor CC/CC elevador en MCC

### 5.1.3. Conclusiones del análisis del convertidor CC/CC elevador

La ecuación que relaciona las tensiones de entrada y de salida del convertidor CC/CC elevador en MCC es la siguiente, ver apartado 5.1.1.1:

(5.17)

$$\left(\frac{U_{CC}}{U_{PV}}\right) = \frac{1}{1-d} \rightarrow U_{CC} = U_{PV} \cdot \frac{1}{(1-d)} \rightarrow U_{PV} = U_{CC} \cdot (1-d)$$

De (5.17) se deduce que:

1. La tensión de salida es mínima para un  $d=0 \rightarrow U_{CC}=U_{PV}$ .
2. La tensión de salida se puede aumentar variando  $d$ .
3. La tensión de salida es máxima para  $d=1$ . En realidad, sólo se obtienen valores de  $d$  cercanos a la unidad, ya que el interruptor no se puede abrir y cerrar continuamente.

## 5.2. Concepto y tipos de MPPT

El MPPT es un algoritmo que se encarga de maximizar el rendimiento de las instalaciones PV siguiendo de manera continua el MPP, el cual varía en función de las condiciones de temperatura y radiación a las que se ve sometido el panel (ver capítulo 6.1).

Debido a que se trata de una parte esencial de los sistemas PV, han sido muchos los algoritmos MPPT que se han desarrollado en implementado hasta el momento. El amplio rango de posibilidades que se ofrecen va desde el más obvio, no por ello inefectivo, hasta el más complejo, no necesariamente el más efectivo.

En la Tabla 5 1 se explican las características fundamentales de la gran mayoría de los métodos presentados en el panorama actual. El orden en el que se describen es totalmente arbitrario.

Tabla 5 1. Comparativa de los distintos métodos MPPT

MÉTODO	FUNCIONAMIENTO	VENTAJAS	INCONVENIENTES
<b>Perturbación y Observación (Perturb and Observe) [25]</b>	Introduce variaciones en la tensión. Si la potencia aumenta continuamos variando la tensión en el mismo sentido. Si la potencia disminuye cambiamos el sentido de la variación.	No depende del generador PV. Complejidad de implementación baja.	La velocidad de convergencia depende del tamaño de los pasos. Efectividad baja en condiciones cambiantes de T y G. El sistema oscila alrededor del MPP, pudiéndose reducir dicha oscilación reduciendo el tamaño del paso con la consecuente pérdida de velocidad en la convergencia.
<b>Conductancia Incremental (Incremental Conductance) [25]</b>	Introduce variaciones en la tensión y compara valores instantáneos de $I/U$ con incrementos $\Delta I/\Delta U$ . Cuando se alcanza el MPP, el sistema PV se mantiene operando en ese punto a no ser que haya cambios en $\Delta I$ debidos a variaciones de T o G.	No depende del generador PV. Presenta un buen rendimiento en condiciones cambiantes de T y G. Oscila menos que el P&O en torno al MPP.	La velocidad de convergencia depende del tamaño de los pasos, menor tamaño de paso, mayor exactitud, menor velocidad de convergencia. Complejidad de implementación media.

<b>Tensión de circuito abierto (Open-Circuit Voltage) [25]</b>	Se basa en la relación aproximadamente lineal existente entre $U_{mpp}$ y $U_{oc}$ .	Complejidad de implementación baja. Utiliza un único lazo de control. Económico.	Depende del generador PV. Velocidad de convergencia media. Dificil elección del parámetro de proporcionalidad entre $U_{mpp}$ y $U_{oc}$ . Pérdidas de potencia al realizar medidas periódicas de $U_{oc}$ . Al ser una aproximación nunca trabaja en el verdadero MPP.
<b>Corriente de cortocircuito (Short-circuit current) [25]</b>	Muy similar al anterior. Se basa en la relación aproximadamente lineal entre $I_{mpp}$ e $I_{sc}$ .	Utiliza un único lazo de control. Económico.	Depende del generador PV. Velocidad de convergencia media. Complejidad de implementación media. Dificil elección del parámetro de proporcionalidad entre $I_{mpp}$ e $I_{sc}$ . Dificultad para realizar medidas periódicas de $I_{sc}$ . Al ser una aproximación nunca trabaja en el verdadero MPP.
<b>Tensión realimentada [5]</b>	Compara la tensión medida instantáneamente con una de referencia considerada la óptima para el funcionamiento.	Complejidad de implementación baja. Utiliza un único lazo de control. Económico.	Efectividad baja en condiciones cambiantes de T y G.
<b>Oscilación forzada [5]</b>	Introduce un rizado en la tensión de funcionamiento del generador, cuya fase y amplitud dependen de la localización relativa del MPP.	No oscila alrededor del MPP proporcionando información sobre su localización.	Complejidad de implementación alta. Se produce oscilación a la frecuencia de la señal introducida.
<b>Control de correlación de onda. (Ripple Correlation Control) (RCC) [25]</b>	Relaciona $dP/dt$ con $dI/dt$ o $dU/dt$ para llegar al punto donde el gradiente de P es cero, obteniendo el MPP.	No depende del generador PV. Velocidad de convergencia alta. Complejidad de implementación baja. Buen rendimiento en condiciones cambiantes de T y G y oscilando menos en torno al MPP.	Puede generar perturbaciones en la potencia.
<b>Barrido de corriente (Current Sweep) [25]</b>	Utiliza una onda para realizar un barrido y obtener las características de la curva I-U del panel FV en intervalos de tiempo. El MPP se encuentra a partir de las características de la curva I-U en el mismo intervalo.	La fiabilidad a la hora de obtener el verdadero MPP es alta.	Depende del generador PV. Velocidad de convergencia baja. Complejidad de implementación alta.
<b>Control de caída de condensador. (DC Link Capacitor Droop Control) [25]</b>	Diseñado para trabajar en paralelo con la línea de CA de la salida de convertidor CC/CA. Mediante una realimentación procedente del lado de CA se modifica el ciclo de trabajo del convertidor CC/CC.	No depende del generador PV. Complejidad de implementación baja.	Velocidad de convergencia media.
<b>Maximización de la corriente o la tensión de carga. (Load Current or Load Voltage Maximization) [25]</b>	Controla la tensión de carga mediante baterías y la corriente de carga puede usarse como control variable.	No depende del generador PV. Velocidad de convergencia alta. Complejidad de implementación baja.	No obtiene el MPP exacto ya que asume que el convertidor tiene pérdidas de potencia.
<b>Control por realimentación <math>dP/dV</math> o <math>dP/dI</math>. (<math>dP/dV</math> or <math>dP/dI</math> Feedback Control) [25]</b>	Calcula la pendiente $dP/dU$ o $dP/dI$ de la curva del panel FV y realimenta el convertidor de potencia con algún tipo de control que lleva esa pendiente a cero.	No depende del generador PV. Velocidad de convergencia alta.	Complejidad de implementación media. Necesita un micro-controlador.

En la Tabla 5.2 se muestra un resumen de las principales técnicas avanzadas existentes en el arte actual para mejorar el rendimiento de los algoritmos de control.

Tabla 5.2. Tabla comparativa de las técnicas avanzadas de MPPT

TÉCNICA	FUNCIONAMIENTO	VENTAJAS	INCONVENIENTES
<b>Lógica Difusa (Fuzzy Logic) [25]</b>	Utiliza la lógica booleana para llegar a una tabla que le permite realizar el seguimiento del MPP.	Velocidad de convergencia alta. Puede trabajar con entradas imprecisas, no necesita un modelo matemático riguroso y admite situaciones de no linealidad.	Depende del generador PV. Complejidad de implementación alta. Necesidad de un dispositivo lógico programable.
<b>Diferenciación [5]</b>	Se trata de una ecuación diferencial de al menos 9 operaciones.	Complejidad de implementación baja. Utiliza un único lazo de control. Económico.	Necesidad de cálculo complejo.
<b>Control adaptativo (Curve Fitting) [5]</b>	Utiliza una relación matemática o aproximación numérica para relacionar $I_{cel}$ con $I_{mpp}$ , que a su vez dependen de T y G.	Complejidad de implementación baja. Económico.	Efectividad baja en condiciones cambiantes de T y G. Necesita gran capacidad de memoria para el cálculo. Resolución imposible para el control analógico y difícil para el control digital convencional.
<b>Búsqueda en tabla (Look-up table) [5]</b>	Mide valores de U e I y los compara con una tabla para obtener el MPP.	Complejidad de implementación baja. Económico.	Depende del generador PV. Necesita gran capacidad de memoria. Efectividad baja en condiciones cambiantes de T y G.
<b>Red neuronal (Neural Network) [25]</b>	Utiliza la lógica, con variables de entrada procedentes del panel PV o de las condiciones atmosféricas, para dar salidas como el ciclo de la señal empleada para obtener el MPP.	Velocidad de convergencia alta.	Depende del generador PV. Complejidad de implementación alta. Necesita un micro-controlador.

### 5.2.1. Comparativa: Perturbación y Observación/Ganancia Incremental

En la actualidad, entre todos los algoritmos existentes, los dos métodos más utilizados son los siguientes:

1. Perturbación y Observación (P&O).
2. Ganancia Incremental (INC).

El algoritmo de **P&O** se trata de un método iterativo de aproximación en el que se van tomando mediadas de corriente y tensión para calcular la potencia. Si la potencia es constante, se continúa realizando medidas. En el caso de que la potencia se incremente o disminuya, se chequea la variación de tensión, y en función de su dirección se varía la tensión aumentándola o disminuyéndola. Para moverse a lo largo de la curva de la célula buscando el MPP, se utiliza un convertidor CC-CC elevador permite variar la tensión mediante su ciclo de trabajo.

El método de **INC** consiste en utilizar la pendiente de la derivada de la corriente con respecto a la tensión para obtener MPP donde  $dI/dU = -I/U$ . Al variar la tensión hacia valores mayores o menores se varía al mismo tiempo la potencia. Si la potencia va aumentando, se continúa variando la tensión en la misma dirección, y si por el contrario la potencia disminuye, se hace en sentido contrario.

En la siguiente tabla se presenta una comparativa de las ventajas e inconvenientes de ambos métodos:

Tabla 5.3. Ventajas e inconvenientes P&O frente INC

P&O		INC	
Ventajas	Inconvenientes	Ventajas	Inconvenientes
Relativamente simple.  No requiere conocimientos previos del generador PV.	Mayor tiempo de respuesta.  Bajo rendimiento ante condiciones cambiantes pues oscila continuamente entorno al MPP.  Menor potencia media.  Baja precisión a la hora de conocer con exactitud cuándo se ha alcanzado el MPP.  Mayor oscilación alrededor del MPP.  Se puede mover en dirección equivocada cuando las condiciones cambian rápidamente.	Menor tiempo de respuesta.  Buen rendimiento ante condiciones cambiantes ya que oscila menos que P&O alrededor de MPP.  Mayor potencia media.  Determina con precisión cuando se ha alcanzado el MPP.  No oscila alrededor del MPP una vez que lo ha alcanzado.  En condiciones cambiantes no se mueve en dirección equivocada porque puede calcular la dirección para alcanzar el MPP.  No requiere conocimientos previos del generador PV.	Control complejo.

Tal y como se ha indicado en la Tabla 5.3, el algoritmo INC soluciona algunos de los inconvenientes del método iterativo P&O, teniendo un buen rendimiento bajo condiciones cambiantes de temperatura y radiación, y oscilando menos en torno al MPP.

En los siguientes apartados se va a estudiar más en profundidad el funcionamiento de los dos métodos, además de analizar una posible alternativa a ambos que consiste en añadir la técnica del Control Adaptativo al P&O. Una vez explicadas las tres posibilidades, a partir de en una serie de estudios experimentales, se elegirá la opción con mejores prestaciones para implementarla haciendo uso de Matlab.

### 5.2.1.1 MPPT de P&O

El algoritmo de control P&O consiste en ir variando la tensión del campo PV y calculando la potencia resultante. Si se produce un aumento de la potencia, la variación de la tensión tiene que continuar en el mismo sentido, ya sea aumentando o disminuyendo. Si por el contrario, la potencia disminuye, se debe realizar una variación de tensión opuesta a la que se haya realizado en el ciclo anterior.

El proceso se va repitiendo periódicamente hasta que el MPP se alcanza. Una vez obtenido el MPP, el seguidor hace que el punto de funcionamiento del panel PV oscile entorno a él. La oscilación se puede minimizar reduciendo el tamaño de las variaciones de tensión, pero esto hace que el MPPT sea más lento. Una solución a este problema consiste en realizar perturbaciones de la tensión variables, tal y como se explica en el apartado del MPPT de P&O con Control Adaptativo.

Tal y como se puede ver en la Fig. 5.6, cuando está a la izquierda del MPP, aumentando (disminuyendo) la tensión, aumenta (disminuye) la potencia. Sin embargo, si está a la derecha del MPP, aumentando (disminuyendo) la tensión, disminuye (aumenta) la potencia.

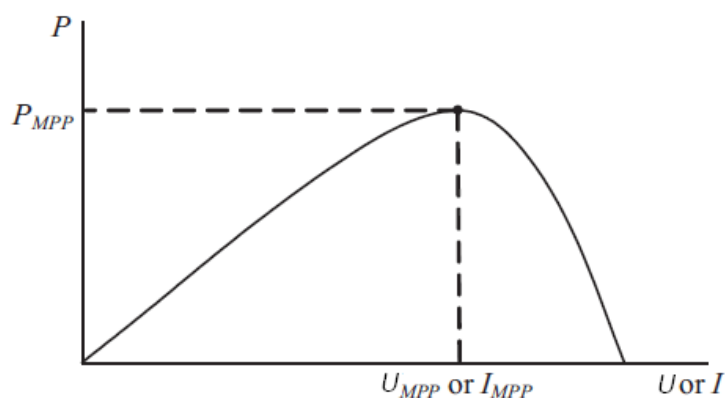


Fig. 5.6. Curva característica P-U [25]

En la Tabla 5 4 se muestra un resumen del funcionamiento del MPPT P&O.

Tabla 5 4. Resumen de las variaciones del MPPT P&O

Variación de U	Variación de P	Siguiente variación de U
Positiva	Positiva	Positiva
Positiva	Negativa	Negativa
Negativa	Positiva	Negativa
Negativa	Negativa	Positiva



En la Fig. 5.7 se muestra el Flujo-grama del MPPT P&O:

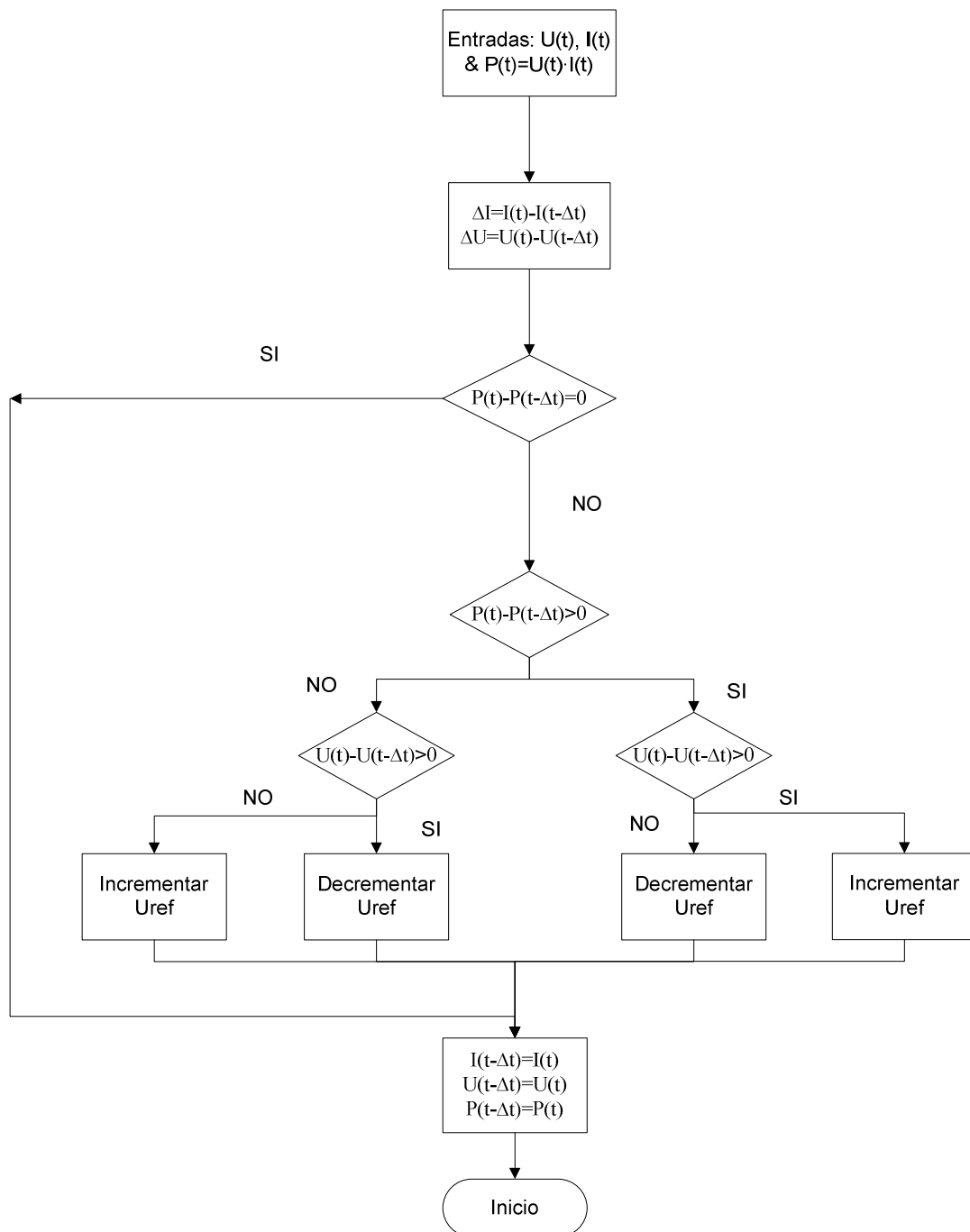


Fig. 5.7. Flujo-grama MPPT P&O [26]

### 5.2.1.2 MPPT de Conductancia Incremental (INC)

El método de Conductancia Incremental se basa en que la curva P-U presenta su máximo en el MPP. De esta manera, la pendiente de la curva es cero en el MPP, positiva a la izquierda del MPP y negativa a la derecha del MPP, tal y como se muestra en la Fig. 5.8.

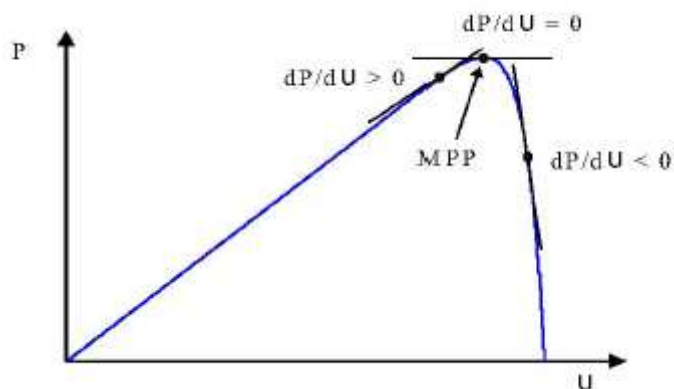


Fig. 5.8. Pendientes de la curva P-U [26]

A partir de la Fig. 5.8 podemos escribir las siguientes ecuaciones [25]:

$$\frac{dP}{dU} = 0, \text{ en el MPP} \quad (5.18)$$

$$\frac{dP}{dU} > 0, \text{ a la izquierda del MPP}$$

$$\frac{dP}{dU} < 0, \text{ a la derecha del MPP}$$

Como:

$$\frac{dP}{dU} = \frac{d(IU)}{dU} = I + U \cdot \frac{dI}{dU} \cong I + U \cdot \frac{\Delta I}{\Delta U} \quad (5.19)$$

Las ecuaciones (5.18) se pueden reescribir como:

$$\frac{\Delta I}{\Delta U} = -\frac{I}{U}, \text{ en el MPP} \quad (5.20)$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta U} > -\frac{I}{U}, \text{ a la izquierda del MPP}$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta U} < -\frac{I}{U}, \text{ a la derecha del MPP}$$

Según se indica en el flujo-grama de la Fig. 5.9 el MPP se puede obtener comparando los valores incrementales  $\Delta I/\Delta U$  con los valores instantáneos  $I/U$ . La tensión de referencia  $U_{ref}$  es aquella a la que se obliga a trabajar al convertidor CC/CC, incrementándose cuando se encuentra en la parte izquierda del MPP y disminuyéndose cuando se encuentra en la parte derecha. Una vez alcanzado el MPP, en panel PV se mantiene trabajando en ese punto a no ser que se detecte un cambio en  $\Delta I$  debido a variaciones en las condiciones de T y G.

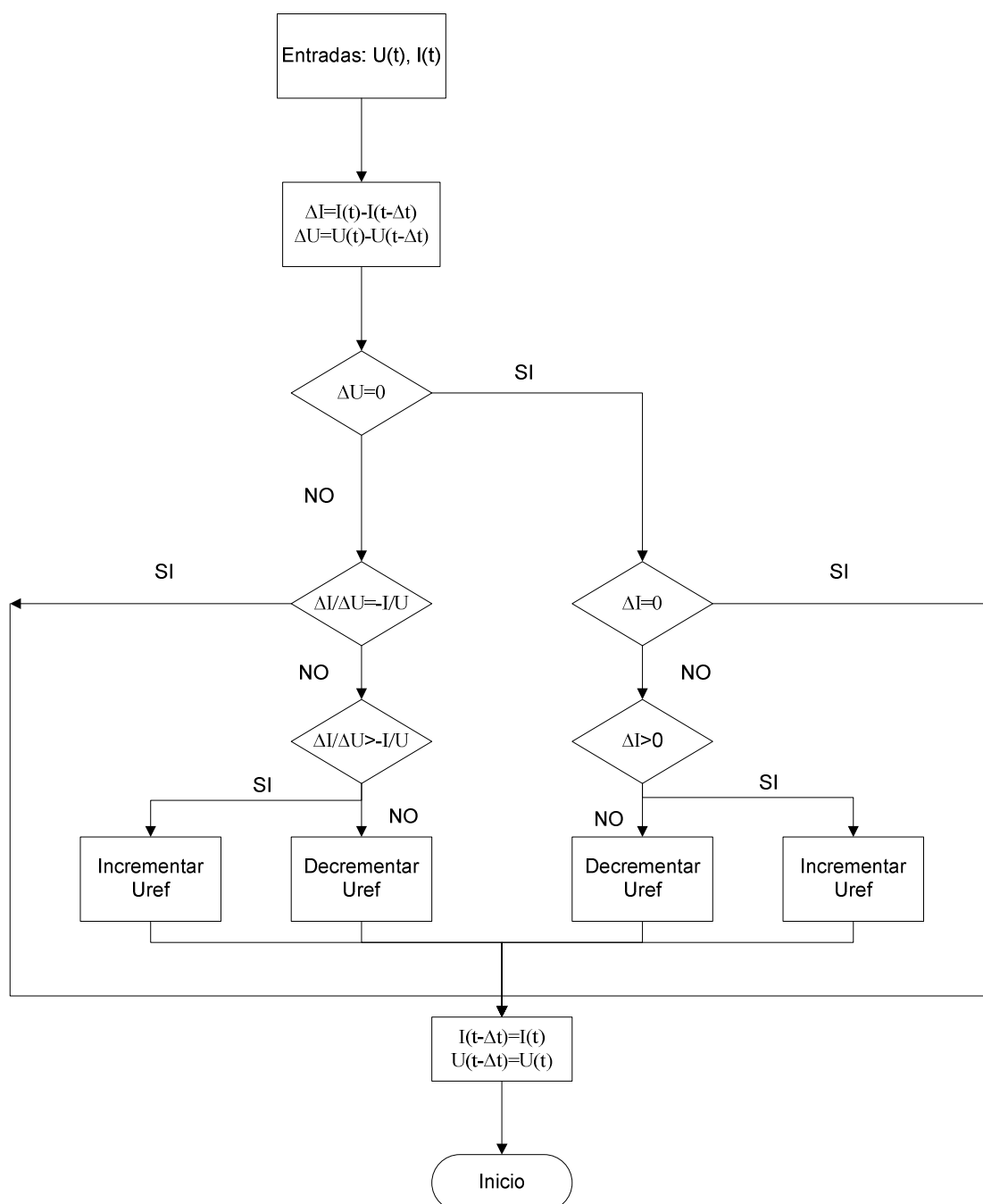


Fig. 5.9. Flujo-grama MPPT Conductancia Incremental (INC) [25]

### 5.2.1.3 MPPT P&O con Control Adaptativo

Como ya se adelantó en el apartado 5.2.1, uno de los problemas que presenta el algoritmo de P&O consiste en la oscilación del punto de funcionamiento del sistema PV alrededor del MPP. Esta oscilación se ve reducida disminuyendo el tamaño de la perturbación, pero esta medida a su vez implica un aumento del tiempo de respuesta del seguidor.

Mediante el Control Adaptativo, el tamaño de las perturbaciones va variando en función del punto de la curva en el que se encuentre, siendo más pequeño a medida que se acerca al MPP. De esta manera, se llega a un equilibrio entre el tiempo de respuesta del algoritmo y la oscilación alrededor del MPP, consiguiendo una mayor efectividad.

La ecuación que define el funcionamiento del Control Adaptativo es la siguiente:

$$\Delta U_{ref} = \beta \cdot \Delta P / \Delta U \quad (5.21)$$

Donde  $\beta$  es una constante positiva.

Tal y como se muestra en la ecuación (5.21), la perturbación de la tensión de referencia,  $\Delta U_{ref}$ , es proporcional a la relación entre potencia y voltaje ( $\Delta P / \Delta U$ ), lo que hace posible ajustar la tensión de referencia según las condiciones de operación instantáneas.

Además, la dirección de las perturbaciones va a depender del signo del cociente entre variaciones de potencia y tensión ( $\Delta P / \Delta U$ ).

En la Tabla 5 5, resumimos el funcionamiento del Control Adaptativo:

Tabla 5 5. Funcionamiento del Control Adaptativo

$\Delta P$	$\Delta U$	$\Delta U_{ref}$	Explicación
+	+	+	Se encuentra en la parte izquierda de la curva P-U subiendo hacia el MPP.
+	-	-	Se encuentra en la parte derecha de la curva P-U subiendo hacia el MPP.
-	-	+	Se encuentra en la parte izquierda de la curva P-U tras haberse movido en sentido erróneo. Incrementando $U_{ref}$ sube hacia el MPP.
-	+	-	Se encuentra en la parte derecha de la curva P-U tras haberse movido en sentido erróneo. Disminuyendo $U_{ref}$ sube hacia el MPP.

En la Fig. 5.10 se muestra el flujo-grama del MPPT P&O con Control Adaptativo:

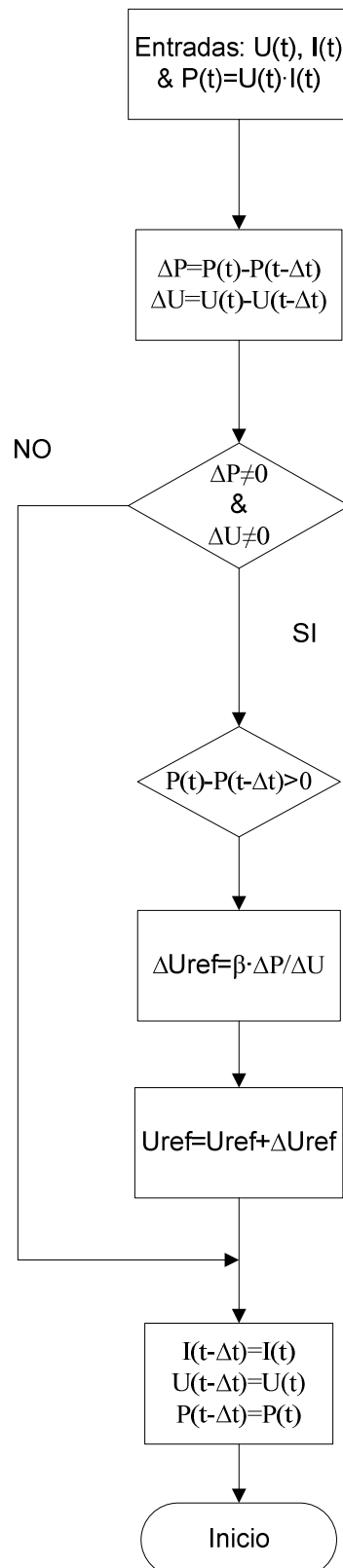


Fig. 5.10. Flujo-grama MPPT P&O con Control Adaptativo [27]

### 5.2.2. Elección del algoritmo

Los datos recogidos en este apartado han sido obtenidos de [28].

A partir de una serie de simulaciones realizadas en Matlab de los tres algoritmos de control que son objeto de estudio, con unas temperaturas que varían entre 5°C y 30°C, y una radiación con valores entre 400 W/m<sup>2</sup> y 700 W/m<sup>2</sup>, se han obtenido los resultados que se recogen en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6. Resultados simulaciones P&O/INC/P&O Control Adaptativo

Método	Tiempo de respuesta	Potencia Media
P&O	1,8 $\mu$ s	275 W
INC	0,5 $\mu$ s	290 W
P&O Control Adaptativo	0,5 $\mu$ s	370 W

Según los datos de la Tabla 5.6, se puede concluir que de los tres métodos estudiados, el algoritmo de P&O con Control Adaptativo es el que presenta una mejor respuesta, mejorando el tiempo de convergencia del P&O clásico, y superando la potencia media producida tanto por el P&O como el INC.

Por todo ello, se realizará la implementación en Matlab del P&O con Control Adaptativo, ver anexos 5, 4, 5 y 6.

## 6. SIMULACIONES Y RESULTADOS

En este capítulo se presentan las simulaciones obtenidas mediante la ejecución de los códigos realizados en Matlab. En primer lugar, se muestran las curvas características del panel PV y su dependencia respecto al recurso solar (T y G). A continuación, se comprueba el funcionamiento del algoritmo de control MPPT P&O con Control Adaptativo implementado.

### 6.1. Curvas I-U y P-U del panel PV

En este apartado se realizan una serie de simulaciones, a partir de un código implementado en Matlab, para obtener las curvas I-U y P-U de un panel PV.

Para ello, se ha elegido el módulo PV de silicio poli-cristalino “BP SX 150S”, cuyas características eléctricas y físicas se muestran en la siguiente tabla [7], ver anexo 1:

Tabla 6 1. Características módulo PV BP SX 150S

CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS MÓDULO BP SX 150S	
Potencia	150 W
Número de células en serie	72
Eficiencia del módulo	13,66%
Corriente punto de máxima potencia( $I_{mpp}$ )	4,35 A
Tensión punto de máxima potencia( $U_{mpp}$ )	34,5 V
Corriente en cortocircuito( $I_{sc}$ )	4,75 A
Tensión de circuito abierto( $U_{oc}$ )	43,5 V
Coeficiente de temperatura de $I_{sc}$ ( $\alpha$ )	0,0065 %/°C
Coeficiente de temperatura de $U_{oc}$ ( $\beta$ ) (< 0)	160 mV/°C
Coeficiente de temperatura de P( $\gamma$ ) (< 0)	0,5 %/ °C
Máxima tensión del sistema	1000 V
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS MÓDULO BP SX 150S	
Dimensiones(mm)	1593×754×19
Peso(aprox.)	15,4 kg

Los datos eléctricos recogidos en la tabla 6 1 reflejan los valores típicos medidos en los terminales del panel una vez finalizada su fabricación.

Las siguientes curvas se obtienen ejecutando el código del anexo 4, en el que hemos introducido los datos técnicos del panel PV “BP SX 150S” facilitados por el fabricante.

La Fig. 6.1 muestra la curva I-U en función de la temperatura para una  $G=1000\text{ W/m}^2$ :

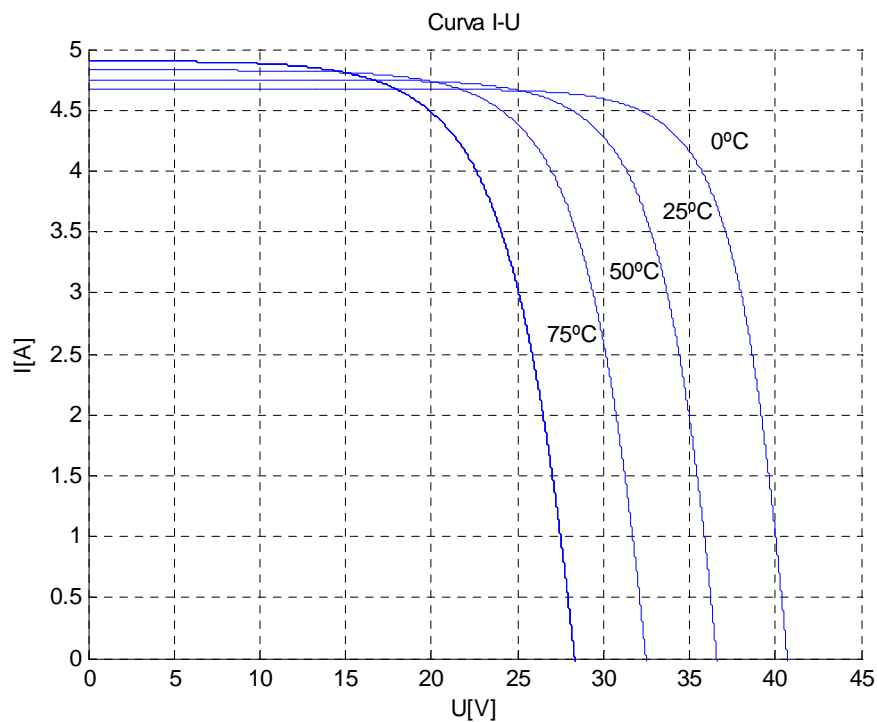


Fig. 6.1. Curvas I-U,  $G=1000\text{ W/m}^2$

La Fig. 6.2 muestra la curva P-U en función de la temperatura para una  $G=1000\text{ W/m}^2$ :

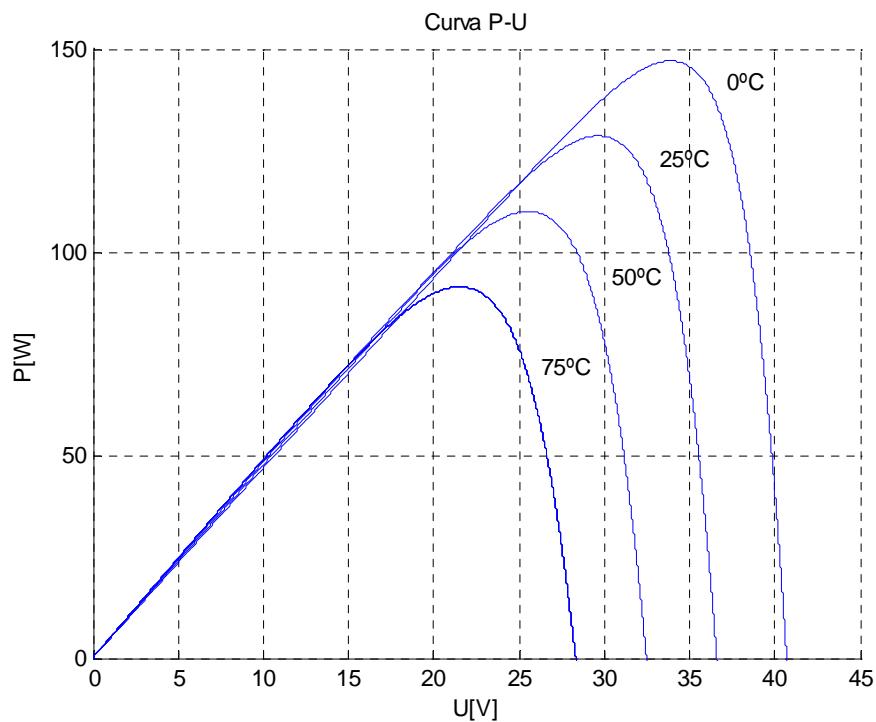


Fig. 6.2. Curvas P-U,  $G=1000\text{ W/m}^2$



La Fig. 6.3 muestra la curva I-U en función de la radiación para una  $T_p = 25^\circ\text{C}$ :

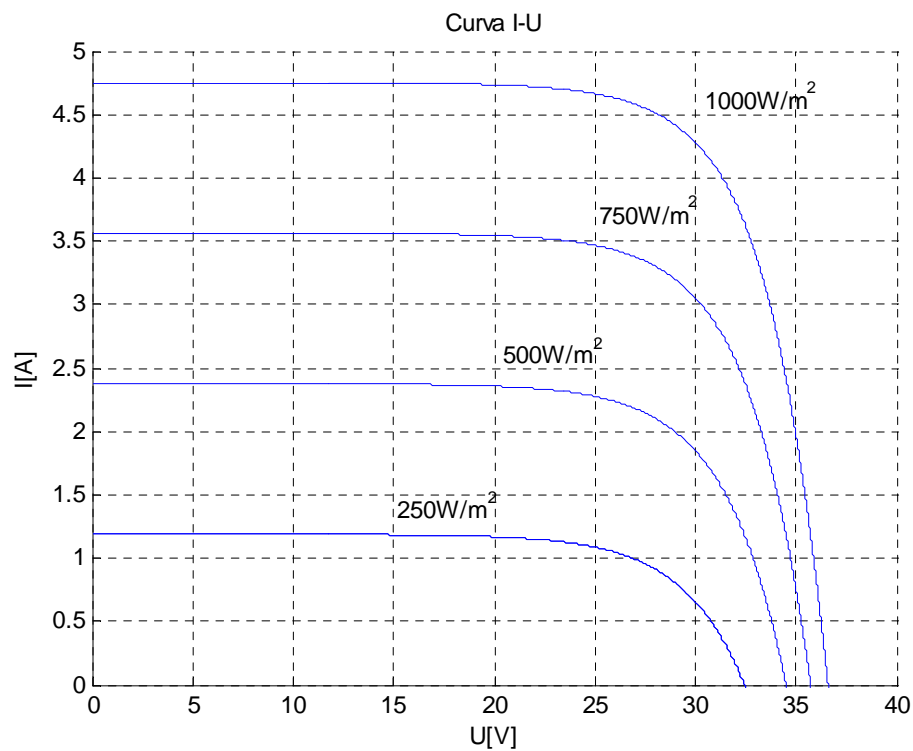


Fig. 6.3. Curvas I-U,  $T_p = 25^\circ\text{C}$

La Fig. 6.4 muestra la curva P-U en función de la radiación para una  $T_p = 25^\circ\text{C}$ :

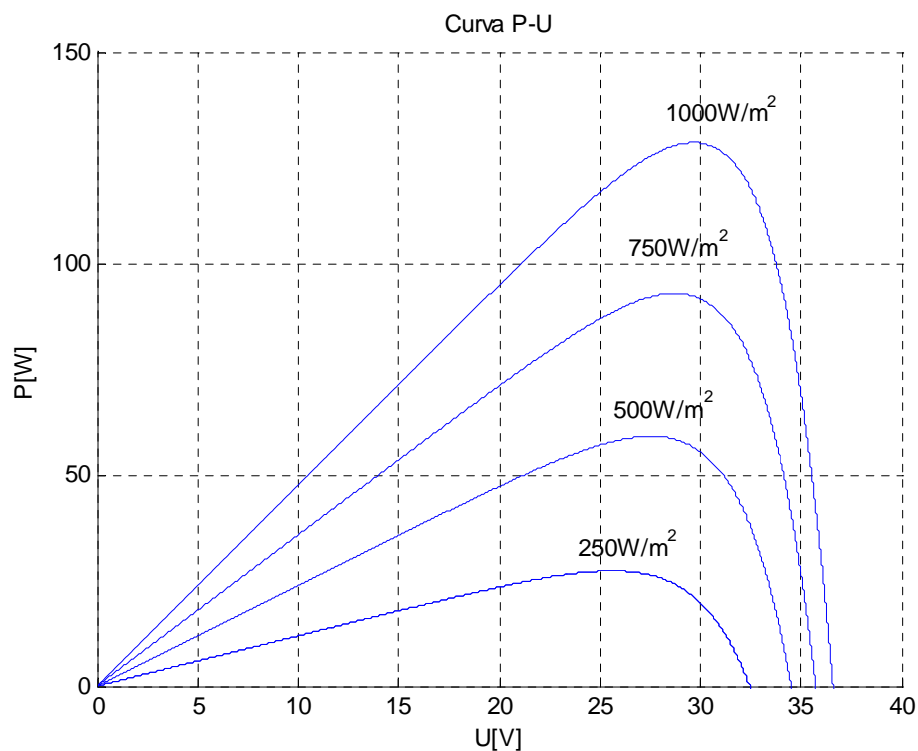


Fig. 6.4. Curvas P-U,  $T_p = 25^\circ\text{C}$

Analizando los resultados obtenidos en las simulaciones se confirma la dependencia entre el recurso energético ( $T_p$ ,  $G$ ) y la potencia entregada por el panel, siendo ésta inversamente proporcional a la temperatura y directamente proporcional a la radiación.

Además, realizando un estudio más minucioso de las relaciones que ligan las variables de entrada y de salida de un módulo PV, se distinguen tres grupos de variaciones según las magnitudes que permanecen constantes y las que van variando su valor:

- $T_p$  y  $G$  constantes variando  $U$ .  
Si la tensión es menor que la tensión del punto de máxima potencia, la tensión es directamente proporcional a la potencia e inversamente proporcional a la corriente.  
Si la tensión es mayor que la tensión del punto de máxima potencia, la tensión es inversamente proporcional a la potencia y a la corriente.
- $G$  y  $U$  constantes variando  $T_p$ .  
La temperatura es inversamente proporcional a la potencia y a la corriente.
- $T_p$  y  $U$  constantes variando la  $G$ .  
La radiación es directamente proporcional a la potencia y a la corriente.

En la siguiente tabla se resumen las variaciones de potencia, tensión y corriente:

Tabla 6 2. Tabla variaciones  $T_p, G, U, P, I$

$T_p$	$G$	$U$	$P$	$I$
Constante	Constante	$(0 < U < U_{mpp}) U \uparrow$	$\uparrow$	$\downarrow$
		$(U_{mpp} < U < U_{oc}) U \uparrow$	$\downarrow$	$\downarrow$
$\uparrow$	Constante	Constante	$\downarrow$	$\downarrow$
Constante	$\uparrow$	Constante	$\uparrow$	$\uparrow$

## 6.2. Funcionamiento del MPPT P&O con Control Adaptivo

En este apartado se muestra el funcionamiento del MPPT P&O con Control Adaptativo implementado en Matlab.

En las siguientes gráficas, obtenidas ejecutando el código del anexo 5, se muestra la respuesta del MPPT para T y G fijas durante el tiempo de ejecución del programa. En este caso concreto  $T=25^{\circ}\text{C}$  y  $G=1000\text{W}/\text{m}^2$ .

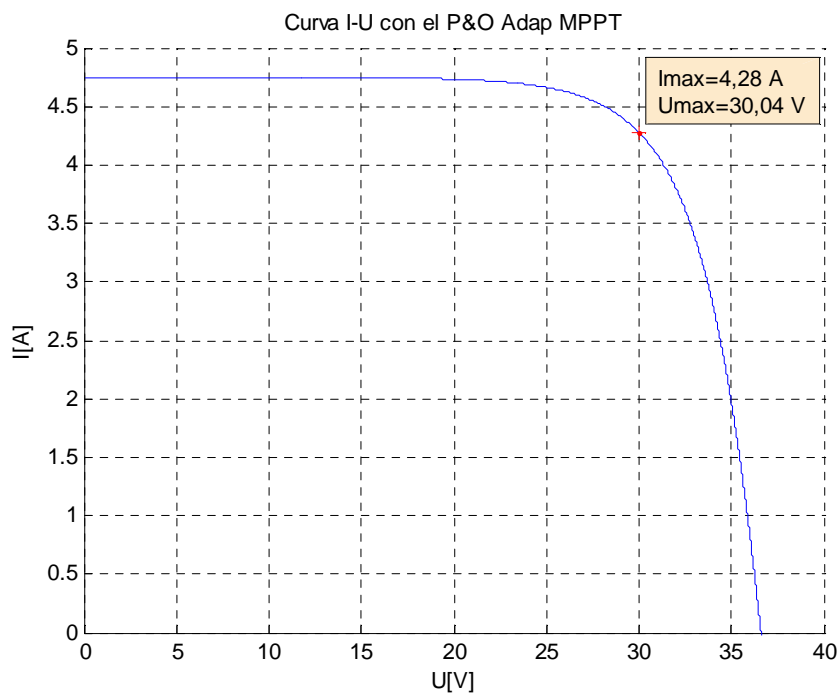


Fig. 6.5. Curva I-U con  $I_{\max}$  y  $U_{\max}$  obtenidas por el MPPT

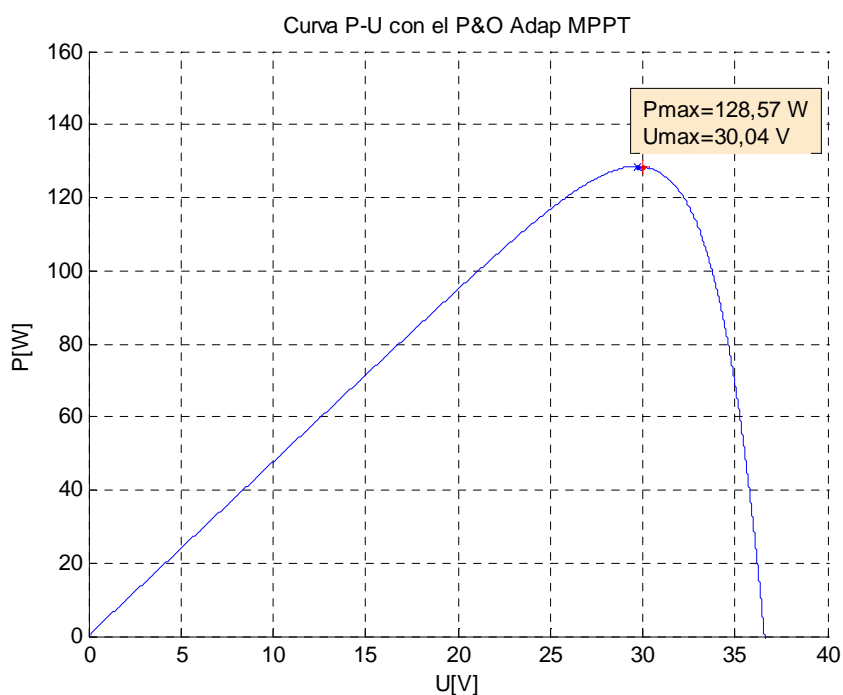


Fig. 6.6. Curva P-U con la  $P_{\max}$  y la  $U_{\max}$  obtenidas por el MPPT

En las siguientes gráficas, obtenidas ejecutando el código del anexo 6, se muestra el funcionamiento del MPPT para T y G variables durante el tiempo de ejecución del programa, simulando un cambio en las condiciones atmosféricas del entorno. Se observa como el MPPT responde correctamente.

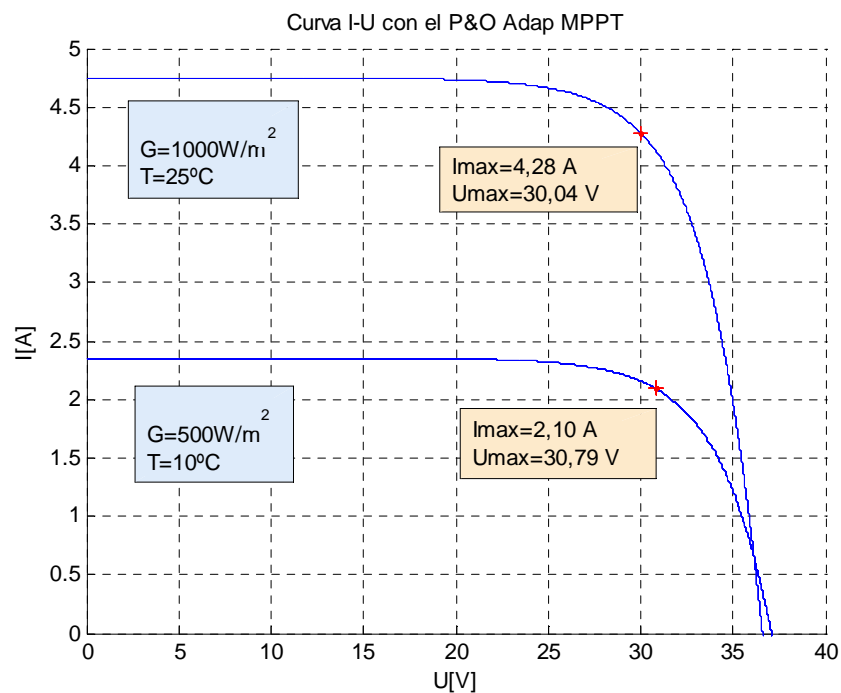


Fig. 6.7. Curva I-U con cambio en condiciones atmosféricas

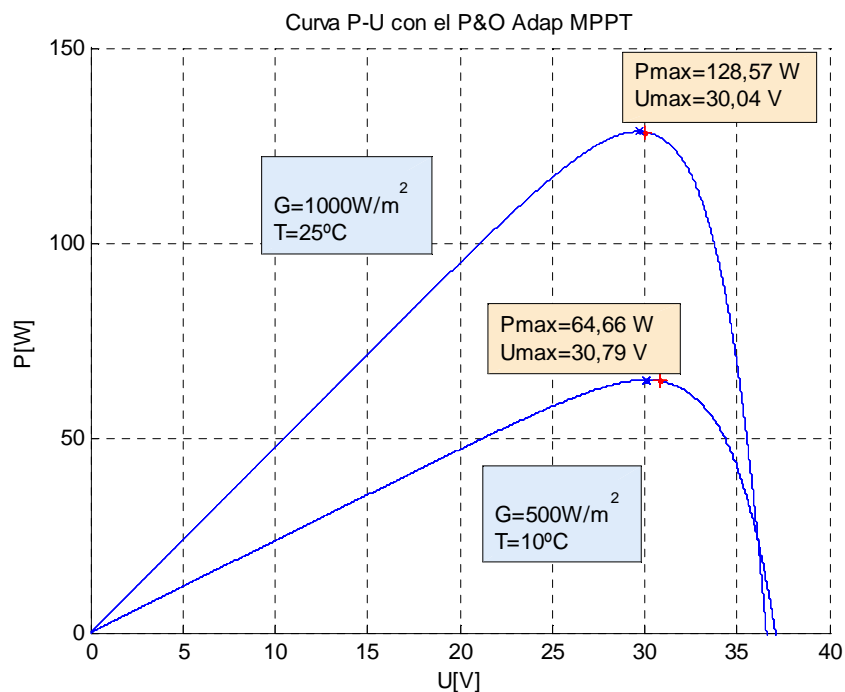


Fig. 6.8. Curva P-U con cambio en condiciones atmosféricas

## 7. CONCLUSIONES

A partir de la realización del proyecto se han sacado las siguientes conclusiones:

- Se han estudiado las curvas características de los paneles PV, analizando la relación de dependencia existente entre la potencia entregada por el módulo PV y el recurso solar (G, T), lo que confirma la importancia de situar las instalaciones PV en lugares con un recurso solar óptimo.

- La elección del tipo de configuración de inversores a utilizar en una instalación PV conectada a la red depende de las características de la misma, siendo un parámetro determinante para la decisión el tamaño de la instalación. En plantas pequeñas, donde la probabilidad de que existan zonas de sombra desigual es menor, no se elegirían configuraciones de múltiples convertidores, las cuales están más indicadas para instalaciones de mayor tamaño. Además, la tendencia actual es la de utilizar etapas de doble conversión.

- El gran número de instalaciones de generación PV que hay en España, y el hecho de que producían un tipo de energía que por momentos dejaba de ser inyectada a la red ante pequeñas perturbaciones en la misma, generaba una serie de impactos en la calidad del suministro ante huecos de tensión. Además, al tratarse de una fuente de energía que depende de condiciones ambientales, su producción no es uniforme a lo largo del día y sólo produce energía en presencia de G, lo que provoca cambios en los perfiles de tensión de la red. Por estos motivos, fue necesaria una revisión de la normativa, obligando mediante el RD 1565/2010 a cumplir los requisitos marcados por el P.O.12.3 sobre respuesta frente a huecos de tensión, que ya cumplía la generación eólica.

- Dentro del ámbito de la regulación normativa, también destaca el RD 1578/2008, destinado a regular un nuevo régimen retributivo, con el que se consiguió controlar el crecimiento expansivo que las instalaciones PV estaban experimentando en España hasta 2008 debido a una normativa muy generosa en cuanto a retribución. Es muy importante llegar a un equilibrio entre las primas concedidas y el crecimiento del sector, ya que el otorgar demasiados beneficios económicos puede frenar la inversión en investigación por parte de los propietarios de las instalaciones. En el sector PV se han conseguido considerables reducciones de costes y aumentos de rendimiento gracias al desarrollo tecnológico, lo que le ha permitido sobrevivir ante la austera normativa económica existente en la actualidad.

- Debido a la necesidad mundial de ahorrar energía y solucionar problemas como el efecto invernadero o el calentamiento global, el desarrollo de energías renovables que sustituyan a fuentes de energía de origen fósil como el petróleo se ha convertido en una prioridad. Sin embargo, y a pesar del gran avance experimentado en los últimos años, todavía queda un largo camino por recorrer para poder integrarlas perfectamente en la red eléctrica evitando los impactos negativos que estas tienen en la misma.

- Finalmente, una vez estudiados los distintos tipos de algoritmos de control existentes actualmente, y comprobada la importancia que estos tienen para conseguir aumentar el rendimiento de las instalaciones PV, se ha llegado a la conclusión de que, a día de hoy, una de las opciones más acertadas para implementar un MPPT es el Control P&O mejorado mediante la técnica del Control Adaptativo, que reduce los tiempos de respuesta y aumenta la eficiencia respecto al algoritmo P&O clásico y el INC.

Página dejada en blanco intencionadamente

## 8. TRABAJOS FUTUROS

Los trabajos futuros que se plantean a partir de la realización de este proyecto fin de carrera son los siguientes:

- Estudiar algoritmos de control más avanzados que permitan obtener un mayor rendimiento y aprovechamiento del recurso solar en las instalaciones PV.
- Integrar el algoritmo de control implementado en una instalación PV que actúe integrada en una red inteligente o Smart Grid.
- Una vez que las instalaciones PV se adapten al nuevo Procedimiento de Operación P.O.12.2, evaluar las consecuencias que haya tenido.
- Implementar físicamente un modelo que simule el comportamiento de un panel PV controlado por un MPPT. Para ello, se podría utilizar una fuente de CC simulando el funcionamiento del panel PV, y mediante un micro-controlador, actuar variando el “d” de un convertidor CC/CC para obtener el MPP.
- Estudiar la posibilidad de integrar paneles PV en vehículos con el objetivo de aprovechar la energía generada como un complemento energético para la alimentación eléctrica.

Página dejada en blanco intencionadamente



## 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Santiago Caravantes Moreno, “Jornada Huecos de Tensión: Requisitos y Procedimientos en Fotovoltaica”, presentación PowerPoint, Ministerio de Industria Turismo y Comercio, Madrid, 17 de junio de 2011.
- [2] Esquema de sistema PV conectado a la red, <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia40/HTML/articulo05.htm>, página web, septiembre 2011.
- [3] Ibáñez Plana M.; Joan Ramón Rosell Polo; J. I. Rosell Urrutia, “Tecnología Solar”, Editorial: Mundi-prensa, pp.154-155, libro de texto, 2005.
- [4] Fotografía panel PV de silicio poli-cristalino, [http://www.opexenergy.com/fotovoltaica/tipos\\_de\\_paneles\\_fotovoltaico.html#3.SILICIO POLICRISTALINO](http://www.opexenergy.com/fotovoltaica/tipos_de_paneles_fotovoltaico.html#3.SILICIO_POLICRISTALINO), página web, octubre 2010.
- [5] Ricardo Albarracín Sánchez, “Comparación de sobretensiones en redes eléctricas con generadores fotovoltaicos”, tesis de máster, Universidad Carlos III de Madrid, septiembre 2010.
- [6] Juan Francisco Jiménez Ortiz, “Estudio y simulación de sistemas de conversión fotovoltaica-eléctrica mediante Matlab-Simulink”, proyecto fin de carrera, Universidad Politécnica de Cataluña, enero 2009.
- [7] BP SX 150S. Módulo PV profesional construido en silicio poli-cristalino de potencia 150W, diciembre 2008.
- [8] Shuhui Li; Timothy A. Haskew; Dawen Li, Fei Hu, “Integrating photovoltaic and power converter characteristics for energy extraction study of solar PV systems”, Renewable Energy, Universidad de Alabama (USA), febrero 2011.
- [9] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, P.O.12.3: “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas”, BOE, 4 de octubre de 2006.
- [10] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Separata del borrador de P.O.12.2: “Instalaciones conectadas a la Red de Transporte y equipo generador: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad”, documento PDF, octubre 2008.
- [11] Regulador británico de energía eléctrica. OFGEM, “DTI/OFGEM Distributed Generation Coordinating group”, [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk), página web, 2002.
- [12] Pedro Ramos Castellanos, “Cambio climático”, Ediciones Universidad Salamanca, pp.95-96, libro de texto, marzo 2009.
- [13] Méndez Quezada, “Generación distribuida: aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio”, tesis de máster, Universidad Pontificia Comillas, 2005.
- [14] Fotografía aerogenerador G128, <http://www.gamesacorp.com/es>, página web, marzo 2010.

- [15] Eficiencia células Saturno de 150 $\mu$ m BSF de aluminio, <http://www.upcomillas.es/catedras/crm/report05/Comunicaciones/Mesa%20III/D.%20Jos%C3%A9%20CorbachoBP%20SOLAR.pdf>, página web, marzo 2010.
- [16] Eficiencia célula c-Si, sin rejilla de contacto frontal, <http://www.epsea.org/esp/pdf2/Capit03.pdf>, página web, marzo 2010.
- [17] Fotografía sistema aislado de red en Ruanda, <http://www.greenenergycr.com/aplicaciones-energia-fotovoltaica.php>, página web, marzo 2010.
- [18] Fotografía central solar Olmedilla de Alarcón, <http://www.pvresources.com/en/top50pv.php>, página web, marzo 2010.
- [19] Fotografía sistema cilíndrico-parabólico, <http://www.soliclina.com>, página Web, marzo 2010.
- [20] Fotografía esquema central solar con heliostato, <http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo4b.html>, página web, marzo 2010.
- [21] Fotografía disco parabólico, <http://www.opex-energy.com/termosolares/>, página web, marzo 2010.
- [22] Standards Coordinating Committee 21, "IEEE 1547- Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems-1457", documento PDF, Nueva York (USA), julio 2003.
- [23] J. C. Hernández, A. Medina, "Conexión de sistemas PV a la red eléctrica: calidad de suministro", documento PDF, 2006.
- [24] Departamento de Tecnología Electrónica de la Universidad Carlos III de Madrid. "Apuntes de Electrónica de Potencia", 2010.
- [25] Trishan Eram; Patrick L. Chapman, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques", Energy Conversion, IEEE Transactions on, vol.22, no.2, pp.439-449, Universidad de Illinois, junio 2007.
- [26] Dezso Sera; Tamas Kerekes; Remus Teodorescu; Frede Blaabjerg, "Improved MPPT Algorithms for Rapidly Changing Environmental Conditions", Power Electronics and Motion Control Conference, Universidad de Aalborg, 2006.
- [27] Rong-Jong Wai; Wen-Hung Wang, "Grid-Connected Photovoltaic Generation System", IEEE Transactions on Circuits and Systems, 2008.
- [28] Nazih Moubayed; Ali El-Ali; Rachid Outbib, "A comparison of two MPPT techniques for PV system", Wseas Transactions on Environment and Development, diciembre 2009.
- [29] Akihiro Oi, "Design and simulation of photovoltaic water pumping system", tesis de máster de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica de California, septiembre 2005.
- [30] Software, Matlab versión R2010a, 2010.

## ANEXOS

### 1. Módulo PV BP SX 150S



**bp solar**

**BP SX 150**

150-Watt Multicrystalline Photovoltaic Module

BP Solar's SX series provides reliable photovoltaic power operating DC loads directly or, in an inverter-equipped system, AC loads. With 72 cells in series, it charges 24V batteries (or multiples of 24V) efficiently in virtually any climate. With 150 watts of nominal maximum power, the SX 150 is used in utility-grid supplemental systems for residences, commercial buildings, and centralized power generation and in remote systems for applications including telecommunications, pumping and irrigation, remote villages and homes, and land-based aids to navigation.

Available versions include:  
 SX 150S – Framed module with polarized cable connectors  
 SX 150L – Unframed laminate version of the SX 150S  
 SX 150U – Framed module with a high-capacity junction box

**Proven Materials and Construction**

BP Solar's quarter-century of field experience shows in every aspect of this module's construction and materials:

- 72 multicrystalline silicon solar cells in series;
- Cells are laminated between sheets of ethylene vinyl acetate (EVA) and high-transmissivity low-iron 3mm tempered glass;
- Frame strength exceeds requirements of certifying agencies.



**DC Connectors**

The SX 150 is offered with connector-equipped cables or a junction box.

**Output Options**

**SX 150S and SX 150L** output is via heavy-duty AWG #12 (3.3mm<sup>2</sup>) output cables with polarized weather-proof DC-rated connectors which provide reliable low-resistance connections, eliminate wiring errors, and speed installation. These asymmetrical RHW cables enable side-by-side or end-to-end module placement in arrays.



**Clear Anodized Universal Frame**

**SX 150U** output is via a raintight (IP54 rated) junction box which accepts PG13.5 or 1/2" nominal conduit or cable fittings. Its volume (411cc, 25 cubic inches) and 8-terminal connection block enable series or parallel array connections to be made right in the junction box. Options include:

- oversize terminal block which accepts conductors up to 25mm<sup>2</sup> (AWG #4); standard terminals accept up to 6mm<sup>2</sup> (AWG #10);
- Solarstate™ charge regulator.

**Limited Warranties**

- Power output for 25 years;
- Freedom from defects in materials and workmanship for 2 years.

See our website or your local representative for full terms of these warranties.



**BP SX 150S**





### Quality and Safety

All SX 150 products are manufactured in BP Solar's ISO 9001-certified factories and conform to European Community Directives 89/33/EEC, 73/23/EEC, and 93/68/EEC. The SX 150S and 150U are:

- Listed by Underwriter's Laboratories for electrical and fire safety (Class C fire rating);
- Certified by TÜV Rheinland as Class II equipment;
- Approved by Factory Mutual Research for applications in NEC Class 1, Division 2, Groups C & D hazardous locations;
- Certified as complying with the requirements of IEC 61215, including:
  - repetitive cycling between -40°C and 85°C at 85% relative humidity;

- simulated impact of 25mm (one-inch) hail at terminal velocity;
- a "damp heat" test, consisting of 1000 hours of exposure to 85°C and 85% relative humidity;
- a "hot-spot" test, which determines a module's ability to tolerate localized shadowing (which can cause reverse-biased operation and localized heating);
- static loading, front and back, of 2400 pascals (50 psf);
- front loading (e.g. snow) of 5400 pascals (113 psf).

The SX 150L is recognized by Underwriter's Laboratories for electrical and fire safety.

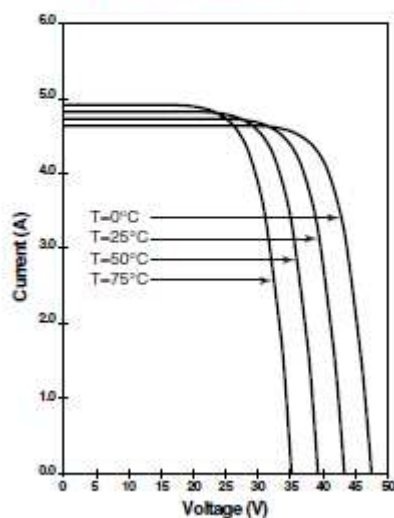
### Electrical Characteristics<sup>1</sup>

	SX 150	SX 140 <sup>2</sup>
Maximum power ( $P_{max}$ ) <sup>3</sup>	150W	140W
Voltage at $P_{max}$ ( $V_{mp}$ )	34.5V	34.0V
Current at $P_{max}$ ( $I_{mp}$ )	4.35A	4.11A
Warranted minimum $P_{max}$	140W	130W
Short-circuit current ( $I_{sc}$ )	4.75A	4.5A
Open-circuit voltage ( $V_{oc}$ )	43.5V	42.8V
Temperature coefficient of $I_{sc}$	(0.065±0.015)%/°C	
Temperature coefficient of voltage	-(160±20)mV/°C	
Temperature coefficient of power	-(0.5±0.05)%/°C	
NOCT <sup>4</sup>	47±2°C	
Maximum series fuse rating	20A (U version) 15A (S, L versions)	
Maximum system voltage	600V (U.S. NEC rating) 1000V <sup>5</sup> (TÜV Rheinland rating)	

### Notes

- These data represent the performance of typical SX 150 and SX 140 modules and laminates as measured at their output connectors. The data are based on measurements made in accordance with ASTM E1036 corrected to SRC (Standard Reporting Conditions, also known as STC or Standard Test Conditions), which are:
  - illumination of 1 kW/m<sup>2</sup> (1 sun) at spectral distribution of AM 1.5 (ASTM E892 global spectral irradiance);
  - cell temperature of 25°C.
- The power of solar cells varies in the normal course of production; the SX 140 is assembled using cells of slightly lower power than the SX 150.
- During the stabilization process which occurs during the first few months of deployment, module power may decrease approximately 3% from typical  $P_{max}$ .
- S and U versions only.
- The cells in an illuminated module operate hotter than the ambient temperature. NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) is an indicator of this temperature differential, and is the cell temperature under Standard Operating Conditions: ambient temperature of 20°C, solar irradiation of 0.8 kW/m<sup>2</sup>, and wind speed of 1m/s.

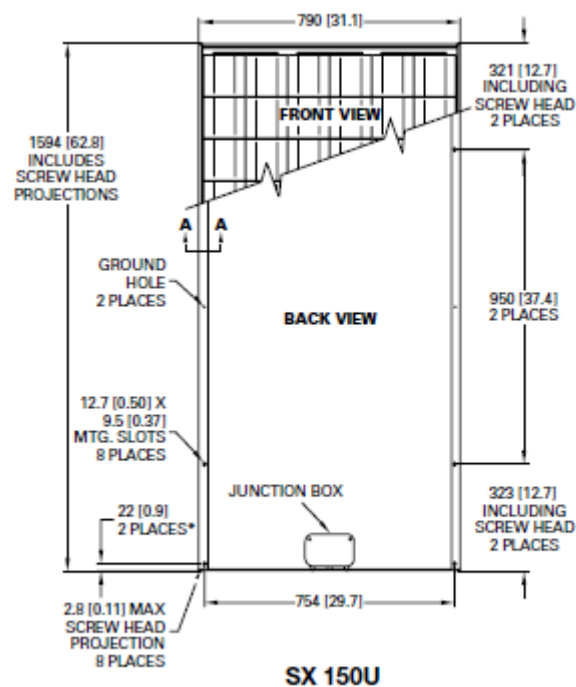
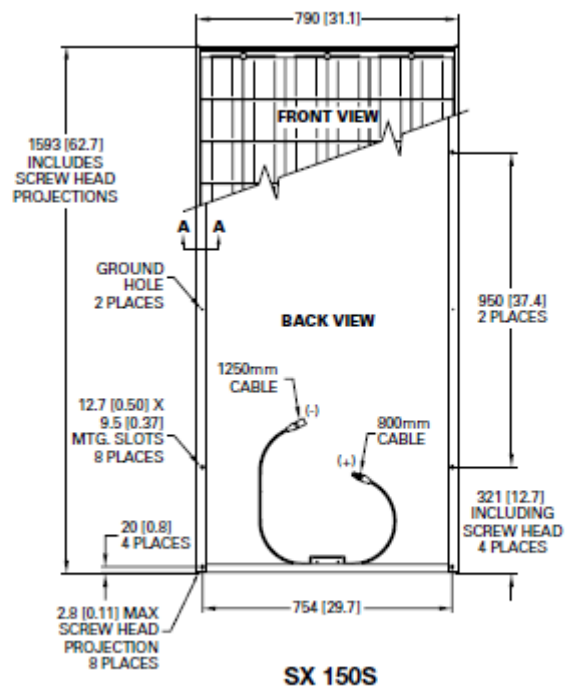
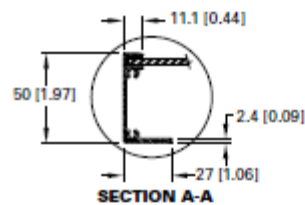
### BP SX 150 I-V Curves



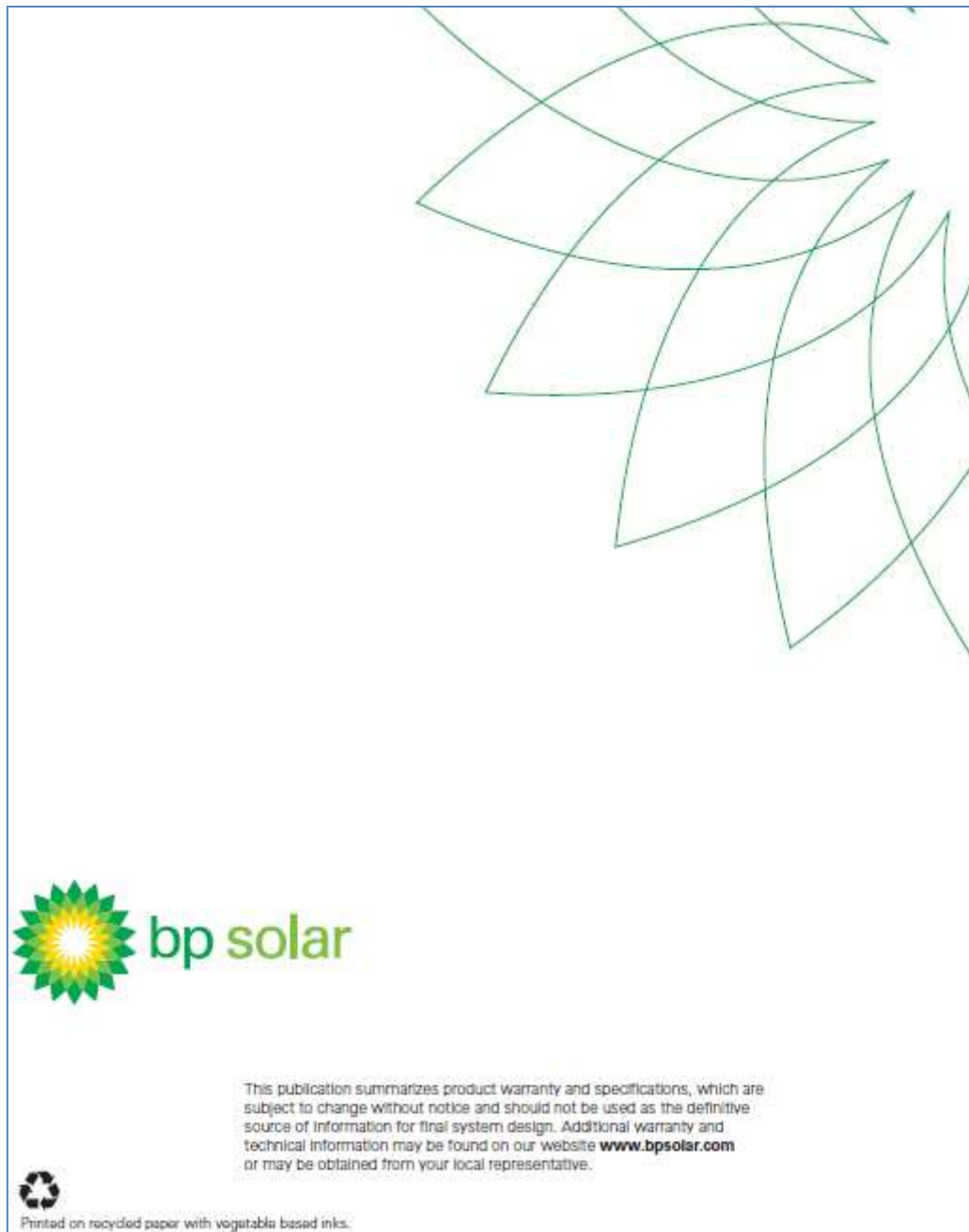
### Mechanical Characteristics

**Weight**  
 SX 150S, 150U 15.4 kg (34 pounds)  
 SX 150L 12.4 kg (27.3 pounds)

**Dimensions**  
 SX 150S, 150U: See drawings  
 SX 150L: 1580 [62.2] x 783 [30.8] x 19 [0.75]  
 Dimensions in brackets are in inches.  
 Unbracketed dimensions are in millimeters  
 Overall tolerances  $\pm 3\text{mm}$  (1/8")



\* Dimension on Opposite End is 20 [0.8] 2 Places





## 2. Nomenclatura para los códigos implementados en Matlab

Magnitud; elemento	Definición	Unidades
$a$	Coeficiente de temperatura para corriente de cortocircuito	$\%/^{\circ}\text{C}$
$B$	Constante positiva para variar el tamaño del paso del MPPT	$[]$
$dD$	Variación del ciclo de trabajo del convertidor CC/CC elevador	$[]$
$dI$	Variación de la corriente en el MPPT	$A$
$dP$	Variación de la potencia en el MPPT	$W$
$dU$	Variación de la tensión en el MPPT	$V$
$D$	Ciclo de trabajo del convertidor CC/CC elevador	$[]$
$E$	Error del MPPT	$[]$
$G$	Radiación incidente sobre el panel PV	$W/m^2$
$I$	Término genérico para la corriente	$A$
$I_a$	Corriente generada por el panel PV	$A$
$I_{at}$	Corriente generada por el panel PV en el instante anterior	$A$
$I_{ph}$	Corriente foto-generada a partir de la $G$	$A$
$I_r$	Corriente de saturación de célula PV para una temperatura dada	$A$
$I_{r\_TrK}$	Corriente de saturación de célula PV para una temperatura $TrK$	$A$
$I_{sc}$	Corriente de cortocircuito por célula PV del panel	$A$
$I_{sc\_TrK}$	Corriente de cortocircuito por célula PV del panel para una temperatura $TrK$	$A$
$k$	Constante de Boltzmann	$J/K$
$n$	Factor de idealidad del diodo	$[]$
$N_s$	Número de células en serie en el panel PV	$[]$
$TrK$	Temperatura de referencia	$K$
$P$	Término genérico para la potencia	$W$
$P_a$	Potencia generada por el panel PV	$W$
$P_{at}$	Potencia generada por el panel PV en el instante anterior	$W$
$q$	Carga del electrón ( $1,602 \cdot 10^{-19}$ C)	$C$
$T_{ac}$	Temperatura sobre el panel PV	$K$
$U$	Término genérico para la tensión	$V$
$U_a$	Tensión a la salida del panel PV	$V$
$U_{at}$	Tensión a la salida del panel en el instante anterior	$V$
$U_{batt}$	Tensión a la salida del convertidor CC/CC elevador	$V$
$U_c$	Tensión de la célula PV	$V$
$U_{t\_Ta}$	Tensión de la célula a una temperatura $T_a$	$V$
$U_{oc}$	Tensión de circuito abierto del panel PV	$V$
$U_{oc\_TrK}$	Tensión de circuito abierto a una temperatura $TrK$	$V$

### 3. Código programado en Matlab. Función para calcular corriente del Panel PV

A continuación se muestra la función implementada en Matlab para el cálculo de la corriente del módulo PV BP FX 150S [29]:

```
function Ia = bp_sx150s(Ua,G,TaC)
% La función bp_sx150s.m calcula la corriente del panel PV BP SX 150S
% a partir de la tensión, radiación y temperatura.
% Ia = bp_sx150s(Ua,G,T)
%
% Salida: Ia = Corriente de operación del panel (A), vector o escalar
% Entradas: Ua = Tensión de operación del panel (V), vector o escalar
% G = Radiación (1G = 1000 W/m^2), escalar
% TaC = Temperatura del módulo en deg C, escalar
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Definición de constantes
k = 1.381e-23; % Constante de Boltzmann's
q = 1.602e-19; % Carga del electrón
% Las siguientes constantes han sido obtenidas del datasheet del panel
PV y
% de las curvas I-U características (Usando datos a 1000W/m^2)
n = 1.62; % Factor de idealidad del diodo (n),
% 1 (diodo ideal) < n < 2
Eg = 1.12; % Energía; 1.12eV (Si), 1.42 (GaAs),
% 1.5 (CdTe), 1.75 (Si amorfo)
Ns = 72; % # células conectadas en serie (BP SX150s, 72 cells)
TrK = 298; % Temperatura de referencia (25°C) en Kelvin
Uoc_TrK = 43.5 /Ns; % Uoc (Tensión de circuito abierto por
célula)@temp TrK
Isc_TrK = 4.75; % Isc (Corriente de cortocircuito por célula)@temp TrK
a = 0.65e-3; % Coeficiente de temperatura para Isc(0.065%/C)
% Definición de variables
TaK = 273 + TaC; % Temperatura del panel PV en Kelvin
Uc = Ua / Ns; % Tensión de la célula
% Cálculo de corriente de cortocrcuito para TaK
Isc = Isc_TrK * (1 + (a * (TaK - TrK)));
% Cálculo de corriente fotogenerada a partir de la Radiación
Iph = G * Isc;
% Definición de tensión (Ut) a temperatura TrK
Ut_TrK = n * k * TrK / q;
% Definición de b = Eg * q/(n*k);
b = Eg * q / (n * k);
% Cálculo de corriente de saturación para la temperatura dada
Ir_TrK = Isc_TrK / (exp(Uoc_TrK / Ut_TrK) -1);
Ir = Ir_TrK * (TaK / TrK)^(3/n) * exp(-b * (1 / TaK - 1 / TrK));
% Cálculo de resistencia en serie por célula (Rs = 5.1mOhm)
dUdI_Uoc = -1.0/Ns; % Toma dU/dI @ Uoc de la curva I-U del datasheet
Xv = Ir_TrK / Ut_TrK * exp(Uoc_TrK / Ut_TrK);
Rs = - dUdI_Uoc - 1/Xv;
% Definición de la tensión (Ut) a temperatura Ta
Ut-Ta = n * k * TaK / q;
% Ia = Iph - Ir * (exp((Uc + Ia * Rs) / Ut-Ta) -1)
% f(Ia) = Iph - Ia - Ir * ( exp((Uc + Ia * Rs) / Ut-Ta) -1) = 0
% Solución de Ia por el método Newton: Ia2 = Ia1 - f(Ia1)/f'(Ia1)
Ia=zeros(size(Uc)); % Inicia Ia con ceros
% Realiza 5 iteraciones
for j=1:5;
Ia = (Ia - (Iph - Ia - Ir .* ( exp((Uc + Ia .* Rs) ./ Ut-Ta) -1))...
./ (-1 - Ir * (Rs ./ Ut-Ta) .* exp((Uc + Ia .* Rs) ./ Ut-Ta)));
end
```



#### 4. Código programado en Matlab. Curvas del módulo PV BP SX 150S

A continuación se muestra el código implementado en Matlab para representar las curvas características del módulo PV BP SX 150S:

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Curvas I-U y P-U módulo bp_sx150s
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
clear;
% Definición de constantes
TaC = 25; % Temperatura del módulo (deg C)
G = 1; % Radiación (1G = 1000W/m^2)
Uoc=43.5;%Tensión circuito abierto[V]
Isc=4.75;%Corriente cortocircuito[A]

U=[0:0.001:Uoc];%Valores de U
I=bp_sx150s(U,G,TaC);%Llamada a la función bp_sx150s para el cálculo
de I
P=U.*I;%Cálculo de P

figure(1);%Dibujar curva P-U
hold on;
plot(U,P)
xlabel('U[V]');
ylabel('P[W]')
axis([0 45 0 150]);
title('Curva P-U')
grid on;

figure(2);%Dibujar Curva I-U
hold on;
plot(U,I)
xlabel('U[V]');
ylabel('I[A]')
axis([0 45 0 5]);
title('Curva I-U')
grid on;

```

## 5. Código programado en Matlab. P&O con Control Adaptativo

A continuación se muestra el código implementado en Matlab para el cálculo del MPP mediante el algoritmo P&O con Control Adaptativo:

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%P&O_Control Adaptativo sin variaciones de T y G durante ejecución %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
clear;
% Definición de constantes
TaC = 25; % Temperatura de la célula (deg C)
G = 1; % Radiación (1G = 1000W/m^2)
E = 0.002; % Error máximo en dP
Uoc=43.5;%Tensión circuito abierto
Isc=4.75;%Corriente cortocircuito

% Definición de variables con condiciones iniciales
D=0.1;%Ciclo de trabajo del convertidor CC/CC
Ubatt=Uoc;% Tensión a la salida del convertidor CC/CC
Ua=Ubatt*(1.000-D);%Tensión PV
Ia = bp_sx150s(Ua,G,TaC); % Corriente PV
Pa = Ua * Ia; % Potencia PV
Uat=Ua;%Guardar valores
Iat=Ia;
Pat=Pa;

D=0.25;%Cambio el ciclo de trabajo del convertidor CC/CC

dP=100;%Condición inicial de dP para entrar en el while

%Encontrar mpp

while (dP>E || dP<-E)
Ua=Ubatt*(1.000-D);%Cálculo del valores t
Ia = bp_sx150s(Ua,G,TaC);
Pa=Ua*Ia;
dU=Ua-Uat;%Cálculo de variaciones
dI=Ia-Iat;
dP=Pa-Pat;

B=0.0001;%Constante para variar el tamaño del paso
dD=B*dP/dU;%Tamaño del paso variable
D=D-dD;%Variación del ciclo de trabajo del convertidor CC/CC

Uat=Ua;%Guardar valores t-1
Iat=Ia;
Pat=Pa;

end

U=[0:0.001:Uoc];%Cálculo para dibujar las curvas
I=bp_sx150s(U,G,TaC);
P=U.*I;
P_obs_adap_MPPT=Ua*Ia%Sacar por pantalla valor del MPP
[Real_MPPT,j]=max(P);%Cálculo del MPP Real
Real_MPPT%Sacar por pantalla MPP Real
D%Sacar por pantalla ciclo de trabajo del convertidor CC/CC
Ua%Sacar por pantalla tensión en el MPP
Ia%Sacar por pantalla corriente en el MPP

```

```
figure(1);%Dibujar curva P-U
hold on;
plot(U,P,Ua,P_obs_adap_MPPT,'r+:',U(j),Real_MPPT,'bx:')
xlabel('U[V]');
ylabel('P[W]')
axis([0 40 0 150]);
title('Curva P-U con el P&O Adap MPPT')
grid on;

figure(2);%Dibujar curva I-U
hold on;
plot(U,I,Ua,Ia,'r+:',U(j),Real_MPPT,'bx:')
xlabel('U[V]');
ylabel('I[A]')
axis([0 40 0 5]);
title('Curva I-U con el P&O Adap MPPT')
grid on;
```

## 6. Código programado en Matlab. P&O Control Adaptativo con variación de T y G durante la ejecución del programa

A continuación se muestra el código implementado en Matlab para el cálculo del MPP mediante el algoritmo P&O con Control Adaptativo introduciendo variaciones de G y T:

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%P&O_Control Adaptativo con variaciones de T y G durante ejecución %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
clear;
% La primera parte del programa depende de las variaciones que se
quieran hacer

% Primera parte del programa con variaciones de T durante la ejecución

for t=[0:0.5:10] % Variación de T durante la ejecución
    if t<5
        TaC=0;
    elseif 5<=t<=10
        TaC=50;
    end

    % Definición de constantes
    G=1; % Radiación (1G = 1000W/m^2)
    E = 0.002; % Error máximo de dP
    Uoc=43.5;%Tensión circuito abierto
    Isc=4.75;%corriente cortocircuito

    % Primera parte del programa con variaciones de G durante la ejecución

    for t=[0:0.5:10]%Variación de G durante la ejecución
        if t<5
            G=0.1;
        elseif 5<=t<=10
            G=0.05;
        end

        % Definición de constantes
        TaC = 25; % Temperatura de la célula (deg C)
        E = 0.002; % Error máximo de dP
        Uoc=43.5;%Tensión circuito abierto
        Isc=4.75;%corriente cortocircuito

        % Primera parte del programa con variaciones de G y T durante la
        ejecución

        for t=[0:0.5:10]%Variación de T y G durante la ejecución
            if t<5
                G=0.1;
                TaC=0;
            elseif 5<=t<=10
                G=0.05;
                TaC=50;
            end

            % Definición de constantes
            E = 0.002; % Error máximo de dP
            Uoc=43.5;%Tensión circuito abierto
            Isc=4.75;%corriente cortocircuito

```

```

%Segunda parte del Programa
% Definición de variables con condiciones iniciales
D=0.1;%Ciclo de trabajo del convertidor CC/CC
Ubatt=Uoc;% Tensión a la salida del convertidor CC/CC
Ua=Ubatt*(1.000-D);%Tensión PV
Ia = bp_sx150s(Ua,G,TaC); % Corriente PV
Pa = Ua * Ia; % Potencia PV
Uat=Ua;%Guardar valores
Iat=Ia;
Pat=Pa;

D=0.25;%Cambio el ciclo de trabajo del convertidor CC/CC

dP=100;%Condición inicial de dP para entrar en el while

%Encontrar mpp
while (dP>E||dP<-E)
    Ua=Ubatt*(1.000-D);%Cálculo del valores t
    Ia = bp_sx150s(Ua,G,TaC);
    Pa=Ua*Ia;
    dU=Ua-Uat;%Cálculo de variaciones
    dI=Ia-Iat;
    dP=Pa-Pat;

    B=0.0001;%Constante para variar el tamaño del paso
    dD=B*dP/dU;%Tamaño del paso variable
    D=D-dD;%Variación del ciclo de trabajo del convertidor CC/CC

    Uat=Ua;%Guardar valores t-1
    Iat=Ia;
    Pat=Pa;
end

U=[0:0.001:Uoc];%Cálculo para dibujar las curvas
I=bp_sx150s(U,G,TaC);
P=U.*I;
P_obs_adap_MPPT=Ua*Ia%Sacar por pantalla valor del MPP
[Real_MPPT,j]=max(P);%Cálculo del MPP Real
Real_MPPT%Sacar por pantalla MPP Real
D%Sacar por pantalla ciclo de trabajo del convertidor CC/CC
Ua%Sacar por pantalla tensión en el MPP
Ia%Sacar por pantalla corriente en el MPP

figure(1);%Dibujar curva P-U
hold on;
plot(U,P,Ua,P_obs_adap_MPPT,'r+:',U(j),Real_MPPT,'bx:')
xlabel('U[V]');
ylabel('P[W]');
axis([0 40 0 160]);
title('Curva P-U con el P&O Adap MPPT')
grid on;

figure(2);%Dibujar curva I-U
hold on;
plot(U,I,Ua,Ia,'r+:',U(j),Real_MPPT,'bx:')
xlabel('U[V]');
ylabel('I[A]');
axis([0 40 0 5]);
title('Curva I-U con el P&O Adap MPPT')
grid on;
end

```

## 7. Presupuesto

En este anexo se calcula el coste aproximado del proyecto realizado teniendo en cuenta el total del material utilizado y las horas de trabajo dedicadas.

Los recursos utilizados se dividen en dos grandes grupos:

- **Recursos Humanos:** valoración del trabajo del autor de en este proyecto por el número de horas dedicado al mismo.
- **Recursos Materiales:** dentro de recursos materiales se comprenden tanto las máquinas y los periféricos hardware como también el software necesario para programar, compilar, empaquetar y distribuir el proyecto.

Recursos Hardware: se refiere a las máquinas y dispositivos periféricos usados. Se asume un periodo de amortización de tres años.

Recursos Software: son los programas que se necesitan para desarrollar el proyecto. En la mayoría de los casos será gratuito, pero en el caso de no serlo se propondrá un periodo de amortización de un año.

Recursos fungibles: se trata básicamente de los recursos de oficina. Se computará el precio de cada unidad.

A continuación se presenta una tabla con el presupuesto tanto de los recursos humanos como materiales utilizados:

Tabla 9 1. Presupuesto del proyecto realizado

Código	Unidad	Descripción	Medición	Precio(€)	Importe(€)
<b>01. RECURSOS HUMANOS</b>					
01.01	horas	Ingeniero de diseño y programación	480	42	20.160
<b>02. RECURSOS MATERIALES</b>					
<b>02.01. RECURSO HARDWARE</b>					
02.01.01	meses	Ordenador de mesa	6	40	240
02.01.02	meses	Impresora BN	6	1	6
<b>02.02. RECURSOS SOFTWARE</b>					
02.02.01	meses	S.O. Microsoft Windows XP	6	12	72
02.02.02	meses	Microsoft Office 2010	6	7	42
02.02.03	meses	Matlab R2010a	6	10	60
02.02.04	meses	Microsoft Office Visio 2010	6	56	336
<b>02.03. RECURSOS FUNGIBLES</b>					
02.03.01	meses	Acceso a Internet	6	30	180
02.03.02	meses	Material de oficina	1	30	30
<b>TOTAL</b>					<b>21.126</b>

## 8. Presupuesto de instalación PV de 2,5 MW

A continuación se presenta el presupuesto de una instalación PV de 2,5 MW para enmarcar aproximadamente el coste que supone la creación de una nueva planta, y darnos cuenta de la elevada inversión inicial que conlleva. Este hecho reafirma la importancia que tiene el desarrollo tecnológico para la reducción de costes. En este contexto, se justifica el estudio de los algoritmos de control MPPT que se ha realizado durante este proyecto al tratarse de dispositivos fundamentales a la hora de aumentar el rendimiento del sistema.

Código	Unidad	Descripción	Medición	PrPres(€)	ImpPres(€)
<b>CAPITULO 01. GENERADOR PV 2,5 MW</b>					
<b>01.01</b>	u	<b>Módulos PV</b> Ud. Módulo PV de células del tipo capa fina de 180 W con tolerancia de $\pm 3$ , características eléctricas principales $U_{oc}=45$ V, $U_{mpp}=36,2$ V, $I_{cc}=5,26$ A, $I_{mpp}=4,97$ A, dotado de toma de tierra, conectores multi-contacto. Completamente montado, probado y funcionando.	15.000,00	500,00	<b>7.500.000,00</b>
<b>01.02</b>	u	<b>Soportes</b> Ud. Estructura soporte para una superficie de 40 m <sup>2</sup> de captadores a 30° de inclinación sobre horizontal, para terreno, de rápida instalación sin necesidad de cimentación, incluso imprimación como protección antioxidante, accesorios y pequeño material necesario. Completamente montado, probado y funcionando.	500,00	1.200,00	<b>600.000,00</b>
<b>01.03</b>	u	<b>Cajas y protección</b>	1,00	28.239,25	<b>28.239,25</b>
01.03.01	u	C.M.P. para 150 kW C.A./25 kA	25,00	306,25	7.656,25
01.03.02	u	C.M.P. para 150 kW C.C. Ud. Cuadro para protección contra sobretensiones en el lado de CC formado por caja estanca, con grado de protección IP55 y ventana transparente precintada, dos fusibles por línea y dos descargadores de sobretensión, unipolares, para 40kA y 600V, marca CIRPROTEC, modelo MS1C40/600, incluso accesorios y pequeño material. Completamente montado, probado y funcionando.	25,00	450,82	11.275,50
01.03.03	u	Caja de conexión tipo 1 Ud. Caja de conexión para exteriores de IP 65, incluso juntas y pequeño material.	125,00	38,50	4.812,50
01.03.04	u	Caja de conexión tipo 2 Ud. Caja de conexión para exteriores de IP 65, incluso juntas y pequeño material.	25,00	65,00	1.625,00
01.03.05	u	Caja de conexión tipo 3 Ud. Caja de conexión para exteriores de IP 65, incluso juntas y pequeño material.	25,00	115,00	2.875,00
<b>01.04</b>	u	<b>Arqueta prefabricada hidrostank 58x58x60 cm</b> Arqueta para canalización eléctrica fabricada en polipropileno reforzado marca Hidrostank con o sin fondo, de medidas interiores 58x58x60 cm. con tapa y marco de fundición incluidos, colocada sobre cama de arena de río de 10 cm. de espesor y p.p. de medios auxiliares, sin incluir la excavación ni el relleno perimetral exterior.	25,00	126,90	<b>3.172,50</b>
<b>01.05</b>	u	<b>Monitorización 1 inversor</b> Ud. Sistema para monitorización de instalación de un inversor, con medida y registro de temperaturas ambiente, de panel, velocidad del viento, radiación solar, incluso software, accesorios y parte proporcional de pequeño material, completamente montado, probado y funcionando.	25,00	2.352,17	<b>58.804,25</b>

01.06	u	<b>Cableado de potencia</b> Cableado instalación PV constituido por 190 m. conductor RV-k 0.6/1 kV 2x1x4 mm <sup>2</sup> bajo tubo enterrado, conductor RV-k 0.6/1 kV 2x1x16 mm <sup>2</sup> bajo tubo enterrado, conductor RV-k 0.6/1 kV 2x1x95 mm <sup>2</sup> bajo tubo enterrado, conductor RV-k 0.6/1 kV 3x1x95 mm <sup>2</sup> bajo tubo enterrado. Totalmente instalado y conectado.	25,00	8.780,55	<b>219.513,75</b>
01.07	u	<b>Inversor de 100 kW INGECON SUN</b> Ud. Inversor trifásico Ingecon Sun 100, grado de protección mínimo IP20, 100 kW de potencia nominal, potencia máxima 110 kW, eficacia máxima > 96 %, posibilidad de desconexión manual, transformador AC de aislamiento galvánico incluido, protecciones contra polarización inversa, sobretensiones transitorias en entrada y salida, cortocircuitos y sobrecargas en salida, fallos de aislamiento, sobre temperatura y anti isla. CARACTERÍSTICAS DE ENTRADA Rango de tensión MPP 450-750 Vdc Máxima tensión 900 Vdc Máxima corriente 255 A CARACTERÍSTICAS DE SALIDA Potencia nominal 100 kW Potencia máxima 110 kW Máxima corriente eficaz 158 A Tensión Frec. Nominal 3x400 Uac, 50/60 Hz Distorsión armónica < 3 % Coseno de $\phi$ 0,9-1	25,00	26.980,00	<b>674.500,00</b>
01.08	u	<b>Cableado de conexión a tierra de estructura</b> Puesta a tierra de la instalación PV formada por picas de 2 m. de cobre, unidas mediante conductor de cobre desnudo de 35 mm <sup>2</sup> , y conductor RV-k 0.6/1kV 1 x 16 mm <sup>2</sup> para conexión de estructuras soporte a picas.	25,00	4.230,47	<b>105.761,75</b>
01.08.01	ml	RV-k 0.6/1 kV 1 x 16 mm <sup>2</sup> Ml. Metro lineal de cable RV-k 0.6/1 kV 1 x 16 mm <sup>2</sup> entubado, incluyendo pequeño material eléctrico, totalmente instalado.	135,15	18,83	2.554,87
01.08.02	ml	Cobre desnudo puesta tierra 35 mm <sup>2</sup> Ml. Metro lineal de cobre desnudo para toma de tierra de 35 mm <sup>2</sup> de sección, incluyendo pequeño material eléctrico, totalmente instalado, probado y funcionando.	56,97	28,95	1.649,28
01.08.03	ml	Pica tierra de cobre 2 m Ud. Pica de tierra de cobre de 2 m, incluyendo grapa GR-1 y pequeño material, totalmente instalada, probada y funcionando.	2,00	18,16	36,32
<b>TOTAL CAPÍTULO 01</b>					<b>9.189.991,50</b>



## CAPITULO 02. MEDIDA

<b>02.01</b>	u	<b>Sistemas de medida</b> Ud. Equipo de medida trifásico, con características según marca el RD 1663/2000, incluso transformadores de intensidad, accesorios y parte proporcional de pequeño material, completamente montado, probado y funcionando, realizados de acuerdo con legislación vigente y normas de ENDESA, compuesto por: - caja de acometida - conductores de conexión - contadores normalizados de punto frontera de cuatro cuadrantes	1,00	1.520,00	1.520,00
<b>02.02</b>	u	<b>Sistemas de medida para energía consumida en servicios auxiliar</b> Ud. De sistemas de medida para energía consumida en servicios auxiliares, compuesto por: - caja de acometida - conductores de conexión - contador de medida directa	1,00	642,50	642,50

## TOTAL CAPÍTULO 02

2.162,50

## CAPITULO 03. VIGILANCIA

<b>03.01</b>	u	<b>Detección de intrusismo perimetral</b> Ud. De detección de intrusismo perimetral compuesto por: · 1 Ud. De central de doce zonas y ocho salidas, programación desde techado, 10 códigos de usuario, salida a modem · 1 Ud. De teclado de acceso y programación · 3 Ud. De barreras de doble tecnología, con inmunidad a pequeños animales, incluso soportes y cableado central · 2 Ud. De detectores de proximidad para zona de inversores · 1 Ud. De cableado, conexión y pruebas · 1 Ud. De cableado de alarma en paneles realizando 4 anillos de conductor 1 mm <sup>2</sup> , conexiones y pruebas	1,00	6.755,83	<b>6.755,83</b>
03.01.01	u	Central de doce zonas y ocho salidas Ud. de central de doce zonas y ocho salidas, programación desde teclado. 10 códigos de usuario, salida a modem.	1,00	574,31	574,31
03.01.02	u	Teclado de acceso y programación	1,00	84,13	84,13
03.01.03	u	Barrera de doble tecnología, con inmunidad a pequeños animales	9,00	318,96	2.870,64
03.01.04	u	Detectores de proximidad para zona de inversores	2,00	87,55	175,1
03.01.05	pa	Cableado, conexión y pruebas	1,00	1.864,00	1.864,00
03.01.06	pa	Cableado de alarma en paneles	1,00	1.187,65	1.187,65
<b>03.02</b>	u	<b>CCTV, para captación de imágenes</b> 1 Ud. De CCTV, para captación de imágenes, formado por: · 2 Ud. De cámaras Domos anti vandálica con sensor de movimientos, color /ByN y filtro IR, modelo JVC, TK-C655E o similar, con detector de movimiento, fijaciones, cableado y pruebas. · 1 Ud. De videgrabadora con torreta de comunicaciones y grabación de alarmas, digital y multicanal SANYO o similar. · 1 Ud. De cableado de interconexión y pruebas de CCTV.	1,00	8.692,63	<b>8.692,63</b>
03.02.01	u	Cámaras Domos anti vandálica con sensor de movimientos Ud. De cámaras Domos anti vandálica con sensor de movimientos, color /ByN y filtro IR, modelo JVC, TK-C655E o similar, con detector de movimiento, fijaciones, cableado y pruebas.	3,00	1.894,64	5.683,92
03.02.02	u	Videgrabadora con torreta de comunicaciones Ud. de videgrabadora con torreta de comunicaciones y grabación de alarmas, digital y multicanal SANYO o similar.	1,00	1.354,61	1.354,61
03.02.03	u	Cableado de interconexión y pruebas de CCTV	1,00	1.654,10	1.654,10
<b>03.03</b>	u	<b>Torre de alumbrado de 9 m de altura</b> Ud. De torre de alumbrado de 9 m de altura, con dos proyectores de cuarzo-iodo de 500 vatios y dos de halogenuros metálicos de 250 W, incluso cuadro de mando, conexión a central de alarmas, encendido manual o automático.	2,00	1.408,19	<b>2.816,38</b>
<b>03.04</b>	u	<b>Sirena y luz estroboscópica intemperie</b> 1 Ud. De sirena y luz estroboscópica intemperie, con batería de acumulación color azul, cableado y conexionado.	1,00	220,00	<b>220,00</b>
<b>TOTAL CAPÍTULO 03</b>					<b>18.484,84</b>

**CAPÍTULO 04. OBRA CIVIL**

<b>04.01</b>	u	<b>OBRA CIVIL GENERADOR PV</b>	1,00	809.999,80	<b>809.999,80</b>
04.01.01	ml	Apertura y cierre de zanja para cableado ML de apertura y cierre de zanja en terreno para alojamiento de cableado eléctrico bajo tubo, ejecutado a mano o a máquina, sin aporte de material.	1.000,00	4,73	4.730,00
04.01.02	ml	Cinta para señalizar ML de cinta de señalización para zanja abierta en terreno.	2.300,00	0,02	46,00
04.01.03	ml	Zapatas para cimentación de soportes PV ML de cimentación mediante zapata corrida para estructuras soportes ejecutadas in situ con hormigón HA-250 y dimensiones según planos. Incluso p.p. de armado, separadores, excavación de zanja, encofrado. Vertido a una altura no superior de 80 cm. y juntas de dilatación cada 40 m. como máximo.	12.863,00	62,60	805.223,80
<b>04.02</b>		<b>OBRA CIVIL SEGURIDAD</b>	1,00	23.377,18	<b>23.377,18</b>
04.02.01	m	Valla metálica galvanizada de 2 m de altura Mts. De valla metálica galvanizada cinérgica de 2 m de altura, mallazo galvanizado, incluso postes y p.p. de puertas. Totalmente instalada	1.528,00	14,21	21.712,88
04.02.02	p.a.	Obras auxiliares de zanjas y cimentaciones para elementos de seguridad	2,00	832,15	1.664,30
<b>04.03</b>		<b>OBRA CIVIL EDIFICIOS DE EQUIPOS</b>	1,00	30.900,00	<b>30.900,00</b>
04.03.01	u	Caseta prefabricada de hormigón para equipos de medida	1,00	4.500,00	4.500,00
04.03.02	u	Caseta prefabricadas de hormigón para inversores Ud. De caseta para inversores, prefabricadas de hormigón con sistemas de ventilación por termostato ambiente, alumbrado normal y de emergencia para albergar 5 inversores de 100 kW.	8,00	3.300,00	26.400,00

**TOTAL CAPÍTULO 04****864.276,98**

## CAPÍTULO 05. SEGURIDAD Y SALUD

<b>05.01</b>	u	<b>PROTECCIONES COLECTIVAS</b>	1,00	1.243,74	<b>1.243,74</b>
05.01.01	u	Soplete de oxicorte de emergencia	2,00	124,69	249,38
05.01.02	u	Extintor polvo ABC 6 kg	4,00	27,05	108,2
05.01.03	u	Cartel informativo riesgo	5,00	8,35	41,75
05.01.04	u	Señal Stop	2,00	23,12	46,24
05.01.05	u	Cartel de riesgos	5,00	4,21	21,05
05.01.06	ml	Cordón balizamiento reflectante	100,00	1,22	122
05.01.07	u	Baliza luminosa	3,00	33,54	100,62
05.01.08	h	Camión de riego con conductor	10,00	11,09	110,9
05.01.09	h	Mano de obra brigada seguridad	40,00	11,09	443,6
<b>05.02</b>	u	<b>PROTECCIONES INDIVIDUALES</b>	1,00	2.356,60	<b>2.356,60</b>
05.02.01	u	Casco de seguridad homologado	15,00	2,37	35,55
05.02.02	u	Pantalla de seguridad para soldadura	3,00	17,75	53,25
05.02.03	u	Pantalla de seguridad soldadura eléctrica	3,00	20,13	60,39
05.02.04	u	Pantalla de seguridad contra proyecciones	15,00	4,06	60,9
05.02.05	u	Gafas contra impacto	15,00	3,83	57,45
05.02.06	u	Gafas anti polvo	15,00	6,39	95,85
05.02.07	u	Mascarilla anti polvo	15,00	9,08	136,2
05.02.08	u	Filtro recambio mascarilla	15,00	1,89	28,35
05.02.09	u	Protectores auditivos	15,00	7,81	117,15
05.02.10	u	Cinturón anti vibratorio	15,00	19,89	298,35
05.02.11	u	Mono de trabajo	15,00	17,75	266,25
05.02.12	u	Impermeable	15,00	13,02	195,3
05.02.13	u	Mandil de cuero para soldador	15,00	27,94	419,1
05.02.14	u	Guantes anti corte	1,00	2,43	2,43
05.02.15	u	Guantes eléctricos	1,00	18,93	18,93
05.02.16	u	Par guantes de goma	15,00	1,66	24,90
05.02.17	u	Par guantes soldadura	1,00	7,10	7,10
05.02.18	u	Manguitos para soldador	1,00	2,98	2,98
05.02.19	u	Par botas de agua	10,00	9,11	91,10
05.02.20	u	Par botas de seguridad	10,00	18,82	188,20
05.02.21	u	Par polainas soldaduras	1,00	16,57	16,57
05.02.22	u	Mano par puntero	10,00	2,70	27,00
05.02.23	u	Chaleco reflectante	15,00	10,22	153,30

<b>05.03</b>		<b>INSTALACIONES SANITARIAS</b>	1,00	240,40	240,40
05.03.01	u	Alquiler caseta prefabricada vestuarios Caseta prefabricada para vestuarios de obra de 6x2,35 m con estructura metálica mediante perfiles formados en frío y cerramiento chapa nervada y galvanizada con terminación de pintura prelacada. Aislamiento interior con lana de vidrio combinada con poliestireno expandido. Revestimiento de PVC en suelos y tablero melaminado en paredes. Ventanas de aluminio anodizado, con persianas de corredera de protección. Incluso instalación eléctrica con distribución interior de alumbrado y fuerza con toma exterior de 220 V. Totalmente instalada y conectada a las canalizaciones de obra	1,00	108,18	108,18
05.03.02	u	Alquiler caseta prefabricada comedor Caseta prefabricada para comedor de obra de 6x2,35 m con estructura metálica mediante perfiles conformados en frío y cerramiento chapa nervada y galvanizada con terminación de pintura pre lacada. Aislamiento interior con lana de vidrio combinada con poliestireno expandido. Revestimiento de PVC en suelos y tablero melaminado en paredes. Ventanas de aluminio anodizado, con persianas de corredera de protección. Incluso instalación eléctrica con distribución interior de alumbrado y fuerza con toma exterior de 220 V. Totalmente instalada y conectada a las canalizaciones de obra	1,00	72,12	72,12
05.03.03	u	Caseta prefabricada almacén Caseta prefabricada para almacén de obra de 6x2,35 m con estructura metálica mediante perfiles conformados en frío y cerramiento chapa nervada y galvanizada con terminación de pintura pre lacada. Aislamiento interior con lana de vidrio combinada con poliestireno expandido. Revestimiento de PVC en suelos y tablero melaminado en paredes. Ventanas de aluminio anodizado, con persianas de corredera de protección. Incluso instalación eléctrica con distribución interior de alumbrado y fuerza con toma exterior de 220 V. Totalmente instalada y conectada a las canalizaciones de obra	1,00	60,10	60,10
<b>05.04</b>	u	<b>APARATOS Y MOBILIARIO</b>	1,00	1.062,57	<b>1.062,57</b>
05.04.01	u	Radiador eléctrico 1000 W	1,00	30,15	30,15
05.04.02	u	Calienta comidas servicios	1,00	61	61
05.04.03	u	Depósito de basuras 800 L	1,00	12,44	12,44
05.04.04	u	Espejo instalado 60x60	1,00	6,37	6,37
05.04.05	u	Taquilla metálica individual	1,00	5,76	5,76
05.04.06	u	Mesa melamina 10 personas	1,00	19,42	19,42
05.04.07	u	Banco de madera para 5 personas	1,00	18,03	18,03
05.04.08	u	Ducha instalada	2,00	77,26	154,52
05.04.09	u	Inodoro instalado	2,00	54,81	109,62
05.04.10	u	Lavabo instalado	2,00	68,1	136,2
05.04.11	u	Calentador de agua para 50 l	2,00	164,23	328,46
05.04.12	u	Percha en cabina para duchas y retretes	10,00	0,78	7,8

<b>05.05</b>	u	<b>PROTECCIONES RIESGO ELÉCTRICO</b>	1,00	4.117,11	4.117,11
05.05.01	u	Instalación puesta a tierra Instalación puesta a tierra compuesta por cable y pica de acero cubrizado, incluso conectado a base metálica de máquinas a cuadros eléctricos	1,00	22,63	22,63
05.05.02	u	Protección instalación eléctrica obra Protección general de la instalación eléctrica de la obra, con cuadro de mando y protección dotado de seccionador general de corte automático, interruptor onipolar y protección contra faltas a tierra, sobrecargas y cortacircuitos con interruptores magneto térmicos y diferencial de 300 m. A. Totalmente instalado	7,00	411,39	2.879,73
05.05.03	u	Cuadro protección secundario Cuadro de mando y protección eléctrica secundario, dotado de interruptor onipolar, interruptor general, magneto térmico y diferencial de 30 m. A.	7,00	156,50	1.095,50
05.05.04	u	Banqueta aislante electrica	5,00	23,85	119,25
<b>05.06</b>	u	<b>MEDICINA PREVENTIVA</b>	1,00	439,27	<b>439,27</b>
05.06.01	u	Botiquín obra	2,00	33,12	66,24
05.06.02	u	Reposición botiquín	2,00	8,99	17,98
05.06.03	u	Reconocimiento médico	15,00	23,67	355,05
<b>05.07</b>	h	<b>FORMAC. Y ORGANIZ. SEGURIDAD</b>	1,00	1.640,50	<b>1.640,50</b>
05.07.01	h	Comité de seguridad y salud Comité de seguridad compuesto por un técnico en materia de seguridad con categoría de encargado, dos trabajadores con categoría de oficial de segunda y ayudante y un vigilante de seguridad con categoría de oficial de primera, considerando una reunión como mínimo al mes	25,00	27,29	682,25
05.07.02	h	Formación seguridad y salud Formación de seguridad y salud en el trabajo, realizada por un encargado	25,00	7,78	194,50
05.07.03	h	Mantenimiento y conservación. Reparación Mantenimiento, conservación y reparación de dispositivos de seguridad	25,00	10,13	253,25
05.07.04	h	Equipo limpieza y conservación Equipo de limpieza y conservación de las instalaciones	25,00	6,70	167,50
05.07.05	h	Vigilante de seguridad Vigilante de seguridad, realizada por un oficial de primera	50,00	6,86	343,00

**TOTAL CAPÍTULO 05****11.100,19****TOTAL PRESUPUESTO****10.086.016,01**

**RESUMEN DEL PRESUPUESTO**

CAPITULO 01. GENERADOR PV 2,5 MW	9.189.991,50
CAPITULO 02. MEDIDA	2.162,50
CAPITULO 03. VIGILANCIA	18.484,84
CAPÍTULO 04. OBRA CIVIL	864.276,98
CAPÍTULO 05. SEGURIDAD Y SALUD	11.100,19

**TOTAL PRESUPUESTO****10.086.016,01**